

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO MOLINO MOREIRA

**CONTROLE SECUNDÁRIO PARA UMA MICRORREDE E PROPOSTA
DE CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA**

VITÓRIA

2018

THIAGO MOLINO MOREIRA

**CONTROLE SECUNDÁRIO PARA UMA MICRORREDE E PROPOSTA
DE CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - Ufes, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^a. Dr^a. Jussara Farias Fardin

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

VITÓRIA

2018

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

M838c Moreira, Thiago Molino, 1990-
 Controle secundário para uma microrrede e proposta de
 correção de fator de potência / Thiago Molino Moreira. – 2018.
 90 f. : il.

 Orientador: Jussara Farias Fardin.
 Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.
 Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
 Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

 1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia eólica.
 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Microrrede (Sistemas de
 energia elétrica). 5. Controle secundário de tensão (CST).
 6. Seguidor de máxima potência. I. Fardin, Jussara Farias.
 II. Encarnação, Lucas Frizera. III. Universidade Federal do
 Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

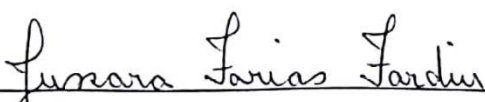
THIAGO MOLINO MOREIRA


**CONTROLE SECUNDÁRIO PARA UMA MICRORREDE E PROPOSTA
DE CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA**


Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.


Aprovada em 30 de Julho de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA


Prof. Dr.ª Jussara Farias Fardin - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo


Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação - Coorientador
Universidade Federal do Espírito Santo


Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel - Examinador Externo
Instituto Federal do Espírito Santo


Prof. Dr. Oureste Elias Batista - Examinador Interno
Universidade Federal do Espírito Santo

*“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou
sobre aquilo que todo mundo vê.”
(Arthur Schopenhauer)*

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Edivan e Marcilene e à minha irmã, Tathiani.

AGRADECIMENTOS

A conclusão deste projeto só foi possível com o auxílio de muitas pessoas, a quem eu gostaria de agradecer:

- A Deus primeiramente, por ter me dado a oportunidade de concluir uma pós-graduação e por ter me conduzido nestes anos do mestrado.
- Aos meus pais, Edivan e Marcilene, que foram incansáveis em lutar para me oferecer tudo de melhor, pelo apoio incondicional, carinho e toda confiança depositada em mim.
- À minha querida irmã, Tathiani, que não poderia esquecer, por todo companheirismo, carinho e atenção.
- Aos meus familiares e amigos, que me apoiaram neste árduo caminho, que é a conclusão de uma pós-graduação.
- Ao meu coorientador Prof. Dr. Lucas, que deu conselhos importantes e foi fundamental na simulação computacional deste projeto.
- À minha orientadora Prof.^a Dr.^a Jussara, com quem trabalho e conheço desde 2009, e que me ajudou de forma atuante na elaboração e correção deste projeto.
- Aos demais professores com quem tive contato, que me proporcionaram o conhecimento de fundamentos utilizados nesta dissertação.
- Aos meus colegas do LEPAC, pelos conhecimentos compartilhados e disponibilidade de ajudar nos problemas encontrados ao longo deste período.
- Ao CNPq, pela concessão da minha bolsa de mestrado.

RESUMO

A Geração Distribuída é uma expressão utilizada para caracterizar gerações de energia elétrica instaladas no local de consumo ou próximo a ele. Neste contexto, surge o conceito de microrrede, que é uma configuração caracterizada por uma composição de cargas, unidades de geração e unidades de armazenamento que funcionam em conjunto para suprir a energia elétrica de uma determinada região. Estas gerações são compostas em sua maioria de fontes de energias renováveis como a solar e a eólica. A geração de pequenas quantidades de energia e a distribuição próxima ao mercado consumidor possui inúmeras vantagens, por exemplo, a redução das perdas na transmissão, o aproveitamento de recursos renováveis, a diversificação da matriz energética e o aumento da confiabilidade do sistema. A conexão destas fontes é feita por meio de conversores utilizando o controle vetorial como controle primário.

Esta dissertação apresenta uma modelagem feita no EMTDC/PSCAD da rede de distribuição de energia elétrica do *Campus* de Goiabeiras da Universidade Federal do Espírito Santo, agrupando as cargas deste sistema em 9 centros e instalando em 3 deles um conjunto de turbina eólica e painel fotovoltaico, influenciados por variações de velocidade dos ventos, temperatura e irradiação da região da Universidade. O controle primário utilizado é eficaz, visto que foi extraída a máxima potência ativa das gerações fotovoltaicas e eólicas e houve um desacoplamento das malhas de controle de potência ativa e reativa. Um controle secundário proposto utiliza esta característica de desacoplamento e fornece referência de potência reativa para que as gerações de energia por fontes renováveis contribuam por meio de seus conversores com potência reativa e aumentem o fator de potência da entrada da rede da Ufes, reduzindo ou eliminando o pagamento de energia reativa excedente.

Palavras – chave: Geração Distribuída, Microrrede, Controle Primário, Controle Secundário, Geração Eólica, Geração Fotovoltaica, Seguidor de Máxima Potência.

ABSTRACT

The Distributed Generation is an expression used to characterize generations of energy installed in the place of consumption or near to it. In this context, the microgrid concept emerges, which is a configuration characterized by a composition of loads, generation units and storage units that work together to supply the electrical energy of a certain region. These generations are mostly composed of renewable energy sources such as solar and wind power. The generation of small amounts of energy and distribution close to the consumer market has many advantages, such as reducing transmission losses, using renewable resources, diversifying the energy matrix and increasing the reliability of the system. The connection of these sources is made by converters using vector control as the primary control.

This dissertation presents an EMTDC / PSCAD modeling of the electric energy distribution network of the Goiabeiras *Campus* of the Federal University of Espírito Santo, grouping the loads of this system into 9 centers and installing in 3 of them a wind turbine and photovoltaic panel, influenced by variations of wind speed, temperature and irradiation of the region the University. The primary control used is effective, whereas the maximum active power of the photovoltaic and wind generation was extracted and there was a decoupling of the active and reactive power control loops. A proposed secondary control uses this decoupling feature and provides reactive power reference for renewable energy generations contribute through their converters with reactive power and increase the input power factor of the Ufes network, reducing or eliminating possible the payment of surplus reactive energy.

Keywords: Distributed Generation, Microgrid, Primary Control, Secondary Control, Wind Power Generation, Photovoltaic Generation, Maximum Power Tracking.

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO | 17 |
| 1.1 – Objetivos do Trabalho | 19 |
| 1.2 – Organização do Trabalho..... | 19 |
| CAPÍTULO 2: REVISÃO DA LITERATURA..... | 21 |
| 2.1 – Fontes Não Renováveis | 24 |
| 2.2 – Fontes Renováveis | 26 |
| 2.2.1 – Energia Solar | 28 |
| 2.2.2 – Energia Eólica..... | 32 |
| 2.3 – Microrredes e sua Hierarquia | 37 |
| CAPÍTULO 3: CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA..... | 40 |
| 3.1 – Ponto de Entrega da EDP Espírito Santo..... | 42 |
| 3.2 – Transformadores Equivalentes | 42 |
| 3.3 – Linhas de Distribuição | 43 |
| 3.4 – Perfis de Carga, Irradiação, Temperatura e Velocidade dos Ventos | 44 |
| 3.5 – Geração Fotovoltaica..... | 47 |
| 3.5.1 – Módulo Fotovoltaico | 48 |
| 3.5.2 – Conversor <i>buck-boost</i> | 51 |
| 3.5.3 – Conversor CC/CA | 53 |
| 3.6 – Geração Eólica..... | 55 |
| 3.6.1 – Turbina Eólica | 56 |
| 3.6.2 – Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes..... | 59 |
| 3.6.3 – Inversor de Frequência | 60 |
| 3.7 – Controle Secundário | 61 |
| CAPÍTULO 4: RESULTADOS | 64 |
| 4.1 – Rede da Ufes sem as gerações através das fontes de energia renovável | 64 |
| 4.2 – Rede da Ufes com as gerações através das fontes de energia renovável..... | 68 |
| CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS..... | 76 |
| 5.1 – Recomendações de trabalhos futuros | 77 |
| REFERÊNCIAS | 79 |
| APÊNDICE A: CÁLCULO DOS TRANSFORMADORES EQUIVALENTES..... | 82 |

| | |
|--|----|
| APÊNDICE B: CÓDIGO FONTE DO PAINEL FOTOVOLTAICO..... | 84 |
| APÊNDICE C: CÓDIGO FONTE DO MPPT DO PAINEL FOTOVOLTAICO | 85 |
| APÊNDICE D: CÓDIGO FONTE DO MPPT DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA | 87 |
| APÊNDICE E: CÓDIGO FONTE DO CONTROLE SECUNDÁRIO | 88 |
| APÊNDICE F: PRODUÇÃO CIENTÍFICA | 90 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Classificação das GD's quanto a fonte primária de energia..... | 23 |
| Figura 2 - Esquema de uma microturbina com possibilidade de cogeração | 25 |
| Figura 3 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2016 | 27 |
| Figura 4 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2009 | 27 |
| Figura 5 - Painel fotovoltaico com suas estruturas fundamentais | 29 |
| Figura 6 - Curvas características de um módulo fotovoltaico genérico | 29 |
| Figura 7 - Influência da radiação e da temperatura na curva IxV do módulo KC200GT | 30 |
| Figura 8 - Influência da radiação e da temperatura nas curvas de potência de um módulo da <i>Shell Solar</i> | 31 |
| Figura 9 - Sistema fotovoltaico interligado a rede elétrica e isolado | 32 |
| Figura 10 - Regiões de Operação de uma turbina eólica..... | 34 |
| Figura 11 - Esquema de um aerogerador de velocidade fixa | 34 |
| Figura 12 - Esquema de aerogeradores de velocidade variável..... | 35 |
| Figura 13 - Potência elétrica <i>versus</i> rotação do rotor para diferentes velocidades de ventos .. | 36 |
| Figura 14 - Potência elétrica <i>versus</i> rotação do rotor para aerogeradores de velocidade fixa . | 36 |
| Figura 15 - Potência elétrica <i>versus</i> rotação do rotor para aerogeradores de velocidade variável..... | 37 |
| Figura 16 - Diagrama esquemático de uma microrrede genérica com GD's | 38 |
| Figura 17 - Hierarquia de controle de microrredes..... | 38 |
| Figura 18 - Planta baixa da rede elétrica do <i>Campus</i> de Goiabeiras | 40 |
| Figura 19 - Sistema modelado no PSCAD | 41 |
| Figura 20 - Perfil de potência ativa do Centro 01..... | 44 |
| Figura 21 - Perfil de potência reativa do Centro 01 | 45 |
| Figura 22 - Perfil de irradiação solar | 45 |
| Figura 23 - Perfil de temperatura..... | 46 |
| Figura 24 - Perfil de velocidade do vento..... | 46 |
| Figura 25 - Sistema fotovoltaico modelado no PSCAD | 47 |
| Figura 26 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica..... | 48 |
| Figura 27 - Módulo fotovoltaico modelado no PSCAD..... | 50 |
| Figura 28 - Curvas IxV para o painel KC200GT do <i>datasheet</i> e do modelo proposto | 50 |
| Figura 29 - Conversor <i>buck-boost</i> modelado no PSCAD..... | 52 |
| Figura 30 - Conversor CC/CA modelado no PSCAD | 53 |
| Figura 31 - Diagrama de blocos do controle vetorial | 54 |

| | |
|--|----|
| Figura 32 - Circuito PLL modelado no PSCAD | 54 |
| Figura 33 - Sistema eólico modelado no PSCAD | 55 |
| Figura 34 - Valores de c_p para ângulos de passo diferentes..... | 57 |
| Figura 35 - Potência <i>versus</i> velocidade angular do rotor para velocidade de vento de 12 m/s. | 58 |
| Figura 36 - Conexão da turbina com o gerador modelado no PSCAD | 58 |
| Figura 37 - Gerador síncrono de ímãs permanentes modelado no PSCAD | 59 |
| Figura 38 - Conversor <i>back-to-back</i> modelado no PSCAD | 60 |
| Figura 39 - Curva de capacidade para o inversor de frequência | 62 |
| Figura 40 - Fluxograma do controle secundário proposto..... | 63 |
| Figura 41 - Perfil da potência ativa da entrada durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis | 64 |
| Figura 42 - Perfil da potência reativa da entrada durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis | 65 |
| Figura 43 - Curva do fator de potência da entrada durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis | 66 |
| Figura 44 - Perfil da potência ativa dos 9 centros durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis | 66 |
| Figura 45 - Perfil da potência reativa dos 9 centros durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis | 67 |
| Figura 46 - Tensão em pu dos 9 centros durante um período do dia e sem a inserção das fontes renováveis | 67 |
| Figura 47 - Perfil da potência ativa da entrada durante um dia completo com e sem a inserção das fontes renováveis | 68 |
| Figura 48 - Perfil de potência ativa da geração fotovoltaica | 69 |
| Figura 49 - Perfil de potência ativa da geração eólica..... | 69 |
| Figura 50 - Perfil de potência reativa da geração fotovoltaica | 70 |
| Figura 51 - Perfil de potência reativa da geração eólica..... | 70 |
| Figura 52 - Perfil da potência reativa da entrada durante um dia completo com e sem a inserção das fontes renováveis..... | 71 |
| Figura 53 - Curva do fator de potência da entrada durante um dia completo com e sem a inserção das fontes renováveis..... | 71 |
| Figura 54 - Curvas de potência ativa e reativa da geração fotovoltaica | 72 |
| Figura 55 - Percentual de utilização da potência aparente do inversor | 72 |
| Figura 56 - Perfil da potência ativa dos 9 centros durante um dia completo com a inserção das fontes renováveis | 73 |
| Figura 57 - Perfil da potência reativa dos 9 centros durante um dia completo com a inserção das fontes renováveis | 73 |

| | |
|---|----|
| Figura 58 - Tensão em pu dos 9 centros durante um período do dia e com a inserção das fontes renováveis | 74 |
|---|----|

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 - Dados da potência de curto circuito no ponto de entrega..... | 42 |
| Tabela 2 - Dados do transformadores equivalentes..... | 43 |
| Tabela 3 - Dados das linhas de distribuição modeladas | 43 |
| Tabela 4 - Dados do módulo KC200GT da <i>Kyocera</i> | 49 |
| Tabela 5 - Parâmetros para o cálculo de c_p | 57 |
| Tabela 6 - Dados detalhados dos transformadores reais e equivalentes..... | 82 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|-------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CPETC | Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos |
| DER | <i>Distributed Energy Source</i> |
| GD | Geração Distribuída |
| GLP | Gás Liquefeito de Petróleo |
| GSC | <i>Grid Side Converter</i> |
| INMET | Instituto Nacional de Meteorologia |
| MCI | Motor de Combustão Interna |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracker</i> |
| MSC | <i>Machine Side Converter</i> |
| PLL | <i>Phase Locked Loop</i> |

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

Na última década, o setor elétrico tem passado por algumas modificações devido ao surgimento da geração de energia por fontes renováveis. Fatores econômicos, ambientais e operacionais combinados entre si, estão apoiando essa mudança e principalmente sendo abordados em estudos sobre sustentabilidade e aquecimento global.

A geração de energia elétrica através das fontes renováveis está se tornando cada vez mais comum, uma vez que a geração por meio dos combustíveis fósseis emite elevadas taxas de gases poluentes que são prejudiciais ao ambiente. Como evidência desse crescimento, segundo Olivares e outros (2014), 55% das novas capacidades instaladas na União Européia, já em 2009, correspondiam à energia solar e eólica. Este fato aliado a outros fatores contribuiu para que a participação de fontes renováveis na matriz energética européia fosse de 9% em 2005 para 16,7% em 2015. Este crescimento continuado poderá levar a União Européia a gerar 34% da energia através das fontes renováveis em 2030 (*International Renewable Energy Agency*, 2018). Estes dados reforçam a forte integração das energias renováveis às matrizes energéticas.

Duas transformações estão ocorrendo simultaneamente na geração de energia: a mudança da matriz energética e a maneira como a energia é entregue ao consumidor. Assim, surgem neste contexto dois termos, geração distribuída e microrrede, sendo excelentes alternativas para geração de quantidades pequenas de energia e com a distribuição próxima aos mercados consumidores (Boone, 2013). Essa nova configuração apresenta diversas vantagens, como por exemplo, a redução das perdas que ocorrem na transmissão devido às longas distâncias da geração ao centro consumidor.

Para evidenciar o crescimento e afirmar que a geração distribuída já é uma realidade no Brasil, até janeiro de 2017 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou mais de 7500 conexões de geração distribuída, totalizando quase 74 MW de potência instalada (Ministério de Minas e Energia, 2017). Esse relatório ainda apontou que a geração fotovoltaica é a que mais se destaca e, em sua maioria, está localizada em residências.

Apesar da geração por módulos fotovoltaicos ser a maioria, a geração distribuída pode ser representada por outras tecnologias, como turbinas eólicas, células combustíveis, motores de combustão interna, turbinas a gás, microturbinas (Lasseter e Paigi, 2004; Santos e Santos, 2008).

Dentro do contexto de geração distribuída surge um termo na literatura, microrrede, que é um sistema caracterizado por ser composto por cargas, unidades de geração e unidades de armazenamento, como por exemplo , baterias. Esses três elementos trabalham em conjunto para suprir uma demanda de energia (Olivares, 2014).

O bom funcionamento das microrredes depende de uma malha de controle eficaz. Desta forma, o controle de uma microrrede sugere uma hierarquia que está dividida em controle primário, controle secundário e controle terciário (Guerrero e outros, 2013). O primeiro deles, o primário, caracterizado por respostas rápidas, é aquele que acontece nos conversores, equipamentos responsáveis por conectar a unidade de geração ao barramento onde estão ligados os outros componentes da microrrede (Bidram e Davoudi, 2012). O segundo controle, o secundário, é aquele que coordena as unidades de geração distribuída instaladas em uma microrrede, compensando algum desvio de tensão e frequência causados pela operação dos controles primários e delegando despacho de potência. Por fim, o último deles, o terciário, é responsável por gerenciar as várias microrredes, definindo pontos de ajuste ótimos baseados em dados da rede principal. Além disso, interagem com as múltiplas microrredes comunicando a elas necessidades da rede principal como, por exemplo, suporte de tensão e regulação de frequência. É importante ressaltar que essas três camadas de controle - primário, secundário e terciário - interagem entre si, já que uma depende da outra para que as decisões sejam tomadas.

Apesar da crescente evolução, a geração de energia por fontes renováveis apresenta algumas dificuldades. Xiaozhi, Linchuan e Wenyan (2011) apresentam algumas delas como, por exemplo, os harmônicos introduzidos na rede devido aos conversores e as flutuações na tensão devido ao aumento da potência reativa das cargas. Outra desvantagem também citada pelo mesmo artigo, e de conhecimento na literatura, é a intermitência de fontes como a energia solar e eólica. A primeira é dependente do sol, o que significa que à noite, por exemplo, a geração é nula. A segunda é dependente da velocidade dos ventos, que por várias razões sofre variações. Em ambos os casos, considerando microrredes que contenham essas

fontes, é interessante a presença de unidades armazenadoras de energia (como baterias), para suprir a energia nas situações de não fornecimento por parte dessas fontes.

Mesmo com as desvantagens expostas, segundo Tolmasquim (2012) e Leite e Souza (2015), a matriz energética brasileira contará com uma participação ainda maior de fontes renováveis, como a solar e a eólica, nos próximos anos. Este fenômeno deve ocorrer, pois os investimentos nestas fontes estão crescendo, e como consequência estão sendo aprimoradas as tecnologias e técnicas para minimizar os problemas que podem causar comprometimento na confiabilidade e estabilidade no fornecimento da energia.

1.1 – Objetivos do Trabalho

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo analisar o comportamento da tensão no barramento onde turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos estão conectados mediante a variação de temperatura, irradiação e velocidade dos ventos. Esta análise será realizada com auxílio do *software* EMTDC/PSCAD, no qual será construída uma plataforma de simulação que também poderá ser utilizada para avaliar microrredes em geral.

Ademais, este trabalho também propõe que os sistemas de geração fotovoltaica e eólica contribuam com potência reativa através de seus conversores auxiliando na correção do fator de potência da entrada da Ufes e como consequência evitar ou reduzir a multa por baixo fator de potência.

1.2 – Organização do Trabalho

Esta dissertação de mestrado foi dividida em 5 capítulos. Os parágrafos a seguir apresentam os principais pontos que são abordados em cada um deles.

O Capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica dos conteúdos abordados neste trabalho. Inicialmente é descrito a geração distribuída, destacando seus conceitos, vantagens e tipos. Neste capítulo também é aprofundado alguns conceitos de geração fotovoltaica e eólica. Por fim, ainda explana conceitos de microrredes e sua hierarquia de controle.

O Capítulo 3 descreve a caracterização do sistema que será construído no EMTDC/PSCAD e a modelagem dos sistemas de geração fotovoltaica e eólica.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir da modelagem descrita no capítulo anterior. Ainda são apresentadas análises e comparações baseadas em curvas de tensão, potência ativa, potência reativa e fator de potência.

O Capítulo 5 é responsável por mostrar as conclusões encontradas nesta dissertação, apresentando os pontos positivos e o desafio da proposta sugerida, assim como as melhorias que podem ser feitas em trabalhos futuros para contribuir com a metodologia proposta.

CAPÍTULO 2: REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo serão abordados os conceitos que envolvem a Geração Distribuída (GD) ou *Distributed Energy Resource* (DER), assim como as principais vantagens da sua utilização. Além disso, serão apresentadas as principais fontes de geração de energia, destacando a fotovoltaica e a eólica, que são os objetos de estudo desta dissertação. Por fim, será introduzido o conceito de microrredes.

Apesar do conceito Geração Distribuída (GD) ter se evidenciado nos últimos anos na literatura, a ideia por trás dele surgiu há muitos anos. Segundo Perpermans (2005), as primeiras redes que forneciam eletricidade eram em corrente contínua (CC), com tensão limitada e com distâncias pequenas entre o gerador e o consumidor. Além disso, o equilíbrio de demanda e fornecimento era local e feito por baterias. Isso indica que nos primórdios da distribuição da energia, a ideia de geração em pequena escala e próxima ao consumidor já existia. Entretanto, ainda de acordo com Pepermans (2005), com a evolução tecnológica e o surgimento das redes de transmissão em CA, surgiram os grandes centros de geração, com potências maiores e mais distantes dos centros consumidores e a ideia da GD foi esquecida.

No entanto, com o desenvolvimento de algumas tecnologias, como os painéis fotovoltaicos e as turbinas eólicas, esta ideia reacendeu novamente, porém com outros conceitos atrelados. Segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001), a literatura atual não tem um conceito bem definido de GD. Entretanto, este mesmo autor define GD como uma geração de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor.

Devido ao aumento significativo das GD's, em 17 de abril de 2012 a ANEEL publicou a Resolução Normativa 482 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012) que:

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

Ainda na Resolução Normativa 482, da ANEEL, é definido:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

A utilização da GD vem aumentando principalmente devido às vantagens que a mesma apresenta. Segundo El-Khattam e Salama (2004), essas vantagens podem ser baseadas em três pilares, que são: economia, operacionalidade e sustentabilidade. Do ponto de vista econômico, vale destacar:

- A possibilidade de redução da construção de novas linhas de transmissão e distribuição. Isso significa que caso haja um aumento de carga em um determinado local, a demanda pode ser fornecida por GD's instaladas próximas.
- A facilidade de instalação num curto prazo, consequentemente diminuindo os custos desta etapa. Além do pequeno tempo de instalação, pode ser observada uma flexibilidade operacional, a partir do aumento ou redução da capacidade de geração simplesmente adicionando ou removendo módulos, respectivamente.
- A flexibilidade de instalação das GD's. Diferentemente das grandes unidades de geração, as GD's podem ser colocados em qualquer lugar o que tem efeito sobre os preços da energia. Um ponto a se destacar é que algumas tecnologias utilizadas, como a eólica e a solar, exigem certas condições geográficas, porém bem menos restritivas comparadas à limitação territorial das grandes usinas geradoras.
- A diversificação dos recursos energéticos e os combustíveis utilizados, já que com GD's de diferentes tecnologias não é necessário priorizar certo combustível em detrimento de outros.

Do segundo ponto de vista, o operacional, vale destacar:

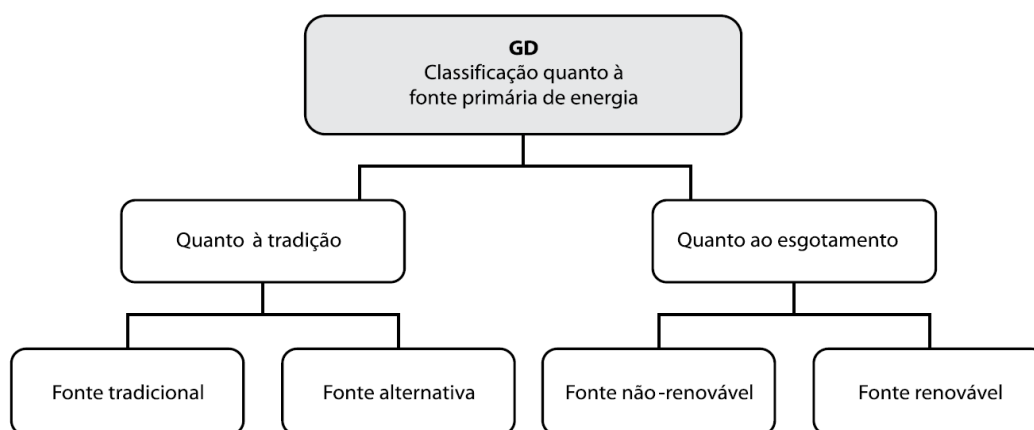
- A redução do fluxo de energia na rede de transmissão, obtendo como consequências a melhoria no perfil de tensão e liberação da capacidade de transmissão. Além disso, ocorre uma diminuição das perdas na rede de distribuição dependendo do nível de penetração da GD no alimentador (Donadel, 2015).
- O aumento da confiabilidade do sistema, uma vez que as GD's podem auxiliar fornecendo energia nos horários de pico de carga, e até mesmo em caso de emergência e interrupções no sistema.

Por fim, do ponto de vista ambiental, a principal vantagem é a utilização de fontes renováveis em GD's que reduzem ou eliminam a emissão de gases poluentes.

No entanto, apesar de possuir muitas vantagens, a utilização das GD's também apresenta algumas desvantagens. Em Barbosa Filho e Azevedo (2013), são citadas algumas delas, porém podem ser destacadas duas: aumento da complexidade do sistema e do preço de fornecimento. A primeira pode ser explicada pela maior complexidade das operações e manutenções, diante de uma geração esparsa. A segunda, o aumento do preço, pode ser justificada pela possível redução do fator de utilização das instalações das grandes concessionárias.

As GD's podem ser classificadas de acordo com características específicas. Nesta dissertação, será abordada a classificação quanto ao esgotamento da fonte primária de energia, fontes renováveis e não renováveis, como é mostrado na Figura 1.

Figura 1 - Classificação das GD's quanto a fonte primária de energia



Fonte: Adaptado de Severino, Camargo e Oliveira (2008).

As próximas seções deste capítulo irão abordar o funcionamento, tipos e vantagens das fontes não renováveis e das renováveis.

2.1 – Fontes Não Renováveis

Segundo Severino, Camargo e Oliveira (2008):

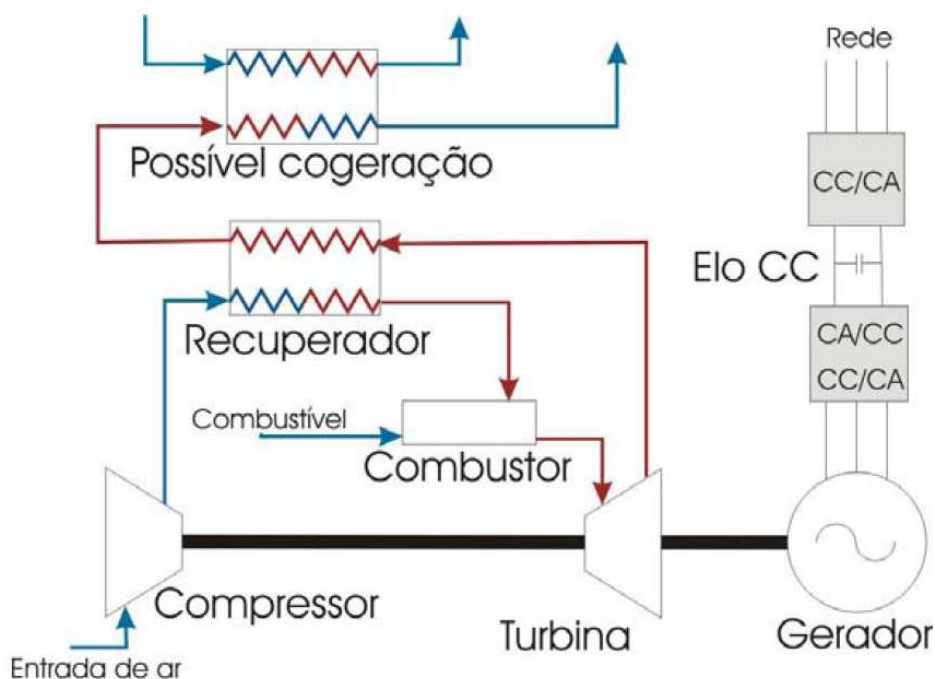
Uma fonte não-renovável de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica consome apenas recursos não renováveis, aqueles geralmente passíveis de esgotamento por estarem sujeitos as utilizações mais rápidas do que sua reposição pela natureza.

Dentre os tipos de tecnologias de geração de energia por meio de fontes não renováveis, destacam-se as células combustíveis, as microturbinas a gás e os motores de combustão interna.

A primeira delas, a célula combustível, pode ser definida como uma célula eletroquímica que gera energia elétrica através de reações de oxirredução, na qual o hidrogênio e o oxigênio reagem entre si resultando em água e elétrons liberados. Na prática funciona baseada na ideia das baterias, porém a principal diferença entre as duas é que a bateria possui um tempo de operação finito, já que a energia química é armazenada dentro dela, e as células combustíveis podem funcionar de forma contínua na medida que uma fonte externa mantenha o fornecimento de combustível, o hidrogênio, e um suprimento de oxigênio. O hidrogênio pode ser obtido a partir de diversas fontes como, eletrólise da água, gás natural, propano, metanol, ou qualquer outro derivado do petróleo. Já o oxigênio é retirado basicamente do ar, mas também pode ser obtido por meio da eletrólise da água. Diferentemente dos processos que ocorrem a partir da queima de combustíveis fósseis, nas células combustíveis a conversão de energia química para elétrica se dá de forma direta reduzindo as perdas e consequentemente melhorando a eficiência de conversão. Ademais representam um baixo impacto ambiental, já que emitem poucos poluentes (Santos e Santos, 2004).

Outra tecnologia são as microturbinas a gás, que são geradores de 15 a 300 kW, com o funcionamento semelhante das turbinas a gás industriais (Gomes, 2001). A Figura 2 apresenta um esquema de uma microturbina.

Figura 2 - Esquema de uma microturbina com possibilidade de cogeração



Fonte: Bona e Ruppert (2003).

A partir da Figura 2 pode ser explicado o funcionamento de uma microturbina. O compressor aproveita o fato de estar conectado ao mesmo eixo da turbina, e pressiona o ar para dentro da câmara de combustão, na qual misturado com o combustível mantém o processo de combustão contínua. O gás quente expandido movimenta a turbina, que pela configuração está conectada ao gerador, fornecendo energia para o sistema. Ainda nesta figura é apresentada uma configuração com possibilidade de aproveitamento dos gases quentes como cogeração.

As microturbinas apresentam vantagens, por exemplo baixos níveis de ruído e vibração, flexibilidade de combustível, dimensões reduzidas, simplicidade na instalação, baixo custo e pequena necessidade de manutenção, entre outros. Os principais combustíveis utilizados são: gás natural, diesel, propano e biogás.

Por fim, a última tecnologia é o motor de combustão interna (MCI). Segundo Dias, Bortoni e Haddad (2006) essa terminologia usada pode introduzir erro no entendimento, uma vez que as turbinas a gás também são motores de combustão. A diferença é que as turbinas são motores de combustão interna com movimento rotativo e os MCI com movimento alternativo. Ainda segundo este autor, os MCI alternativos estão disponíveis comercialmente, na faixa de 5kW a 30 MW. Essa tecnologia pode usar como combustível o gás natural, o gás liquefeito de petróleo (GLP), o óleo diesel, gás de aterro sanitário, entre outros. Possuem vantagens como baixo custo, partida rápida, flexibilidade de combustível e eficiência elevada (de até 45%). Entretanto, têm como desvantagens maiores emissões de gases poluentes, além do ruído elevado que geram.

Após apresentado esses três tipos, pode-se observar que essas formas de geração de energia dependem de recursos que teoricamente são limitados. Portanto, a próxima seção apresenta geração de energia através de combustíveis teoricamente inesgotáveis, o que as torna promissoras, principalmente com o constante desenvolvimento das tecnologias e o aparecimento de novos equipamentos.

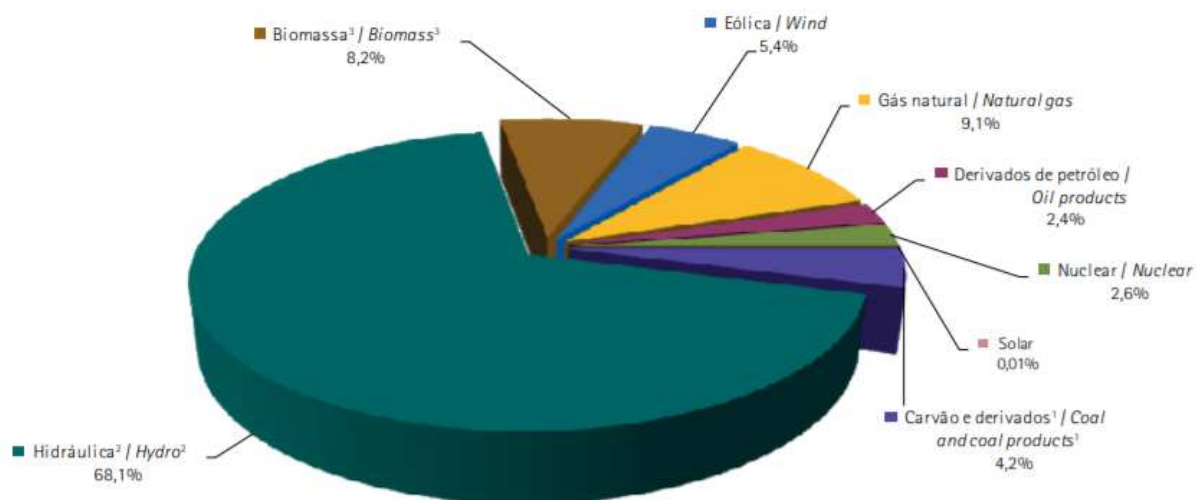
2.2 – Fontes Renováveis

Assim como apresentado nas fontes não renováveis, Severino, Camargo e Oliveira (2008) definem:

Uma fonte renovável de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica consome apenas recursos renováveis, aqueles geralmente não-passíveis de esgotamento por estarem sujeitos a reposição mais rápida do que a sua utilização elétrica ou, no mínimo, compatível com ela.

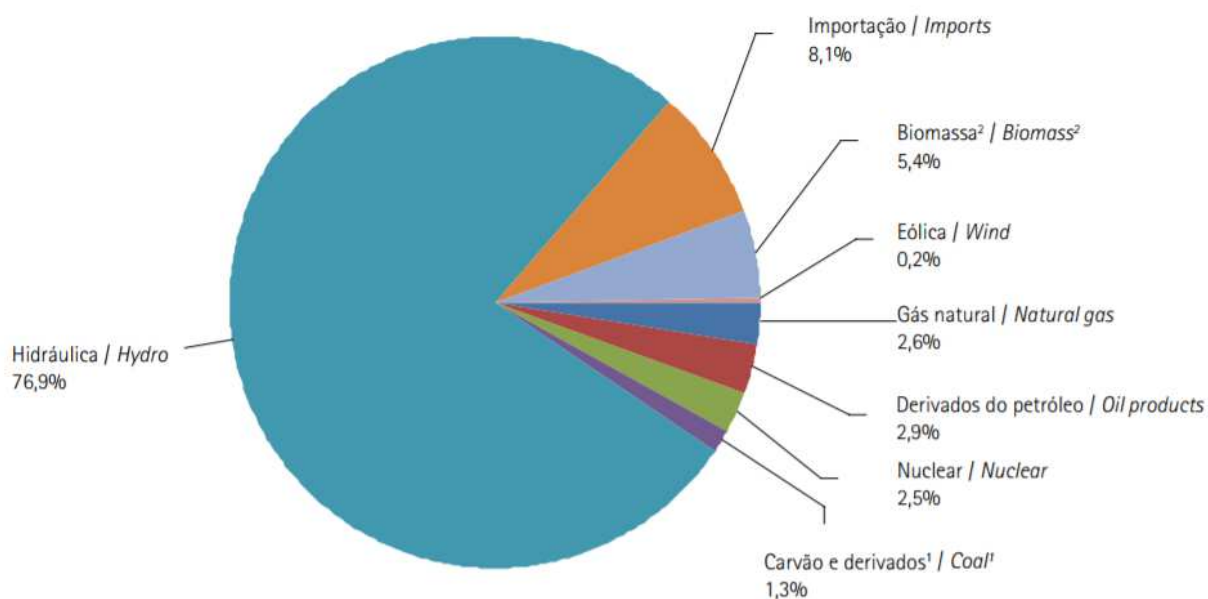
Existem diversos tipos de tecnologias de geração de energia por meio de fontes renováveis, já que há uma busca para encontrar geração através desse tipo de fonte. Para demonstrar o crescimento dessas formas de geração de energia no Brasil, é apresentada na Figura 3 e na Figura 4 a oferta de energia por fonte, nos anos de 2016 e 2009, respectivamente.

Figura 3 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2016



Fonte: Balanço Energético Nacional (2017).

Figura 4 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2009



Fonte: Balanço Energético Nacional (2010).

Pode ser observado na Figura 3 e na Figura 4 que a biomassa é um tipo de energia renovável com uma participação crescente na matriz energética brasileira. A transformação desse recurso em energia pode ocorrer de algumas formas, porém uma das que mais se destaca é a combustão do material orgânico. Neste caso, para gerar a energia, a biomassa passa por um processo de queima e consequentemente uma quantidade de CO₂ é emitida para a atmosfera.

Entretanto, o balanço de emissões de CO₂ é nulo, uma vez que o CO₂ liberado na queima havia sido absorvido pelas plantas que deram origem ao combustível (Severino, Camargo e Oliveira, 2008). Os combustíveis mais utilizados são a lenha, o bagaço de cana, a lixo, o capim-elefante e a casca de arroz. As principais vantagens da biomassa é que não emitem dióxido de enxofre, causam menor corrosão nos equipamentos e possuem baixo custo na aquisição. Entretanto, essa fonte tem um baixo poder calorífico e pode causar preocupação pelo desmatamento no caso da lenha e pela ocupação de terras produtivas no caso de outros tipos de biomassa vegetal.

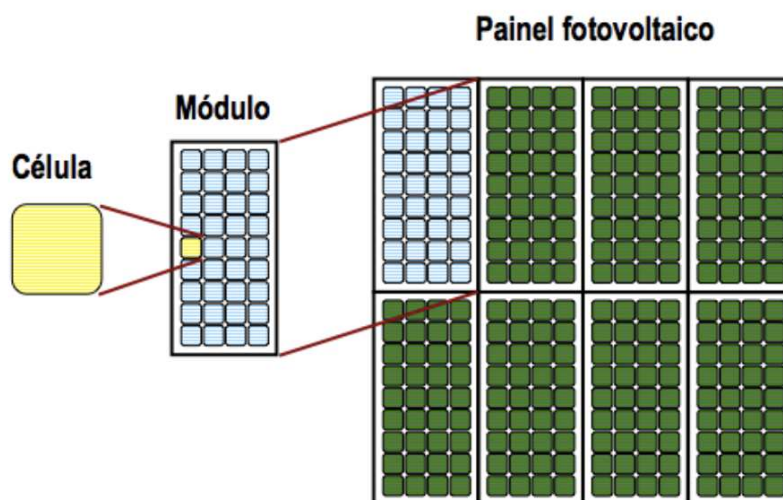
Além da biomassa, a solar e a eólica são outras fontes de energias renováveis que se destacam principalmente nos dados apresentados no balanço energético de 2016 da Figura 3. No caso da eólica, houve um crescimento significativo considerando o período de 2009 a 2016. Já a solar começou a ter participação significativa na matriz de 2016 em diante. Como essas duas formas de geração são aquelas avaliadas nesta dissertação, elas serão as fontes abordadas nas seções a seguir.

2.2.1 – Energia Solar

A geração de energia através da luz do sol já é realidade e tem um potencial de crescimento muito grande, principalmente por ser uma fonte limpa e considerada inesgotável. O crescimento tem se baseado nas recentes pesquisas e no desenvolvimento de novas tecnologias, tornando esta geração cada vez mais competitiva. O crescimento também se deve a algumas vantagens deste tipo de geração como a inexistência de poluição durante o funcionamento, a manutenção reduzida e a disponibilidade do combustível existente na maior parte do planeta.

A radiação solar pode ser convertida diretamente em eletricidade baseado no princípio do efeito fotovoltaico. Neste efeito, quando a luz incide sobre alguns materiais específicos, como os semicondutores, ocorre a excitação de elétrons e é gerada uma corrente contínua (Silva, 2015). A Figura 5 demonstra o painel fotovoltaico destacando a sua estrutura fundamental, a célula fotovoltaica.

Figura 5 - Painei fotovoltaico com suas estruturas fundamentais

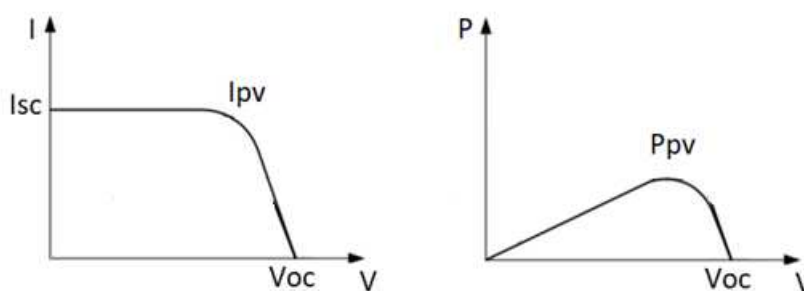


Fonte: Carneiro (2010).

O material mais utilizado na fabricação das células fotovoltaicas é o silício, principalmente pelo baixo preço e abundância deste material, do qual são obtidas algumas tecnologias como o silício monocristalino, o silício policristalino e o filme fino de silício.

Os módulos fotovoltaicos possuem curvas características conforme pode ser observado na Figura 6. Uma delas relaciona corrente por tensão, ou simplesmente $I \times V$, na qual pode ser destacada a corrente de curto-circuito (I_{sc}) quando a tensão é nula e a tensão de circuito aberto (V_{oc}) quando a corrente é zero.

Figura 6 - Curvas características de um módulo fotovoltaico genérico

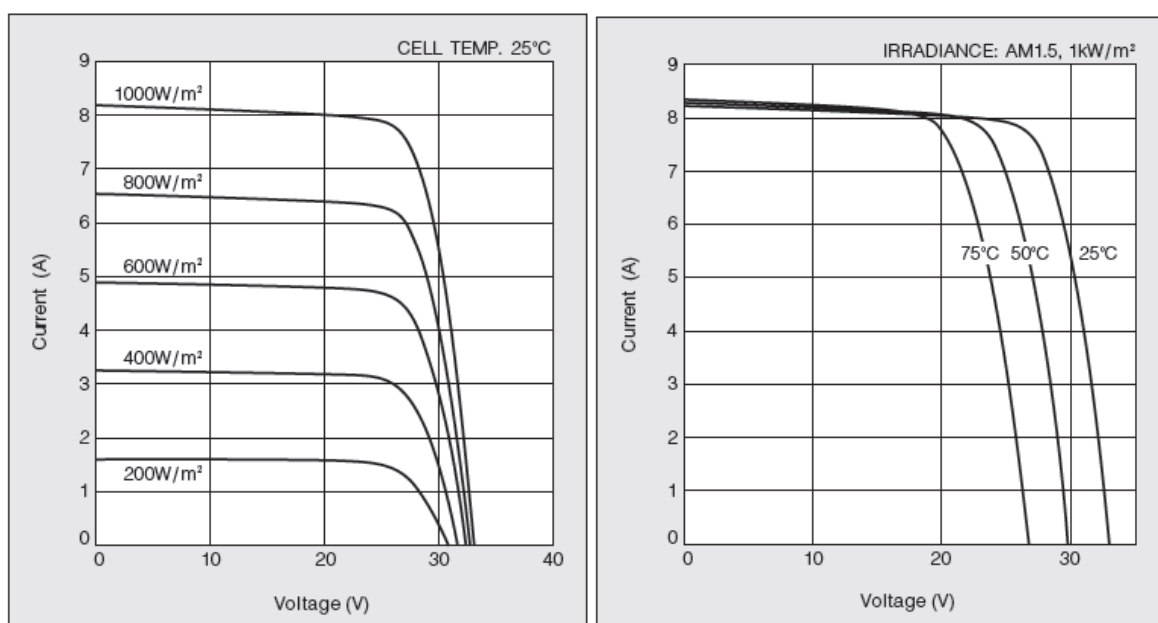


Fonte: Adaptado de Blaabjerg e outros (2004).

Ainda na Figura 6 é mostrada a curva de potência $P \times V$. Nota-se que a potência começa em zero e vai aumentando até atingir um valor máximo, e depois decai novamente a zero. Em Brito e outros (2010) são apresentados alguns algoritmos que permitem ao painel trabalhar no ponto de máxima potência, destacando o método da tensão constante, o Perturba e Observa e a condutância incremental.

A curva $I \times V$ do módulo é dependente da radiação solar e da temperatura ambiente (Adamidis, Tsengenes e Kelesidis, 2010). A radiação influencia deslocando a curva para cima ou para baixo, ou seja, possui relação direta com o valor de corrente fornecida pelo módulo. Por outro lado, a temperatura desloca a curva para a esquerda ou direita e, portanto é diretamente relacionada à tensão que o módulo pode fornecer. A Figura 7 apresenta a influência da radiação e da temperatura nas curvas do módulo KC200GT da *Kyocera*.

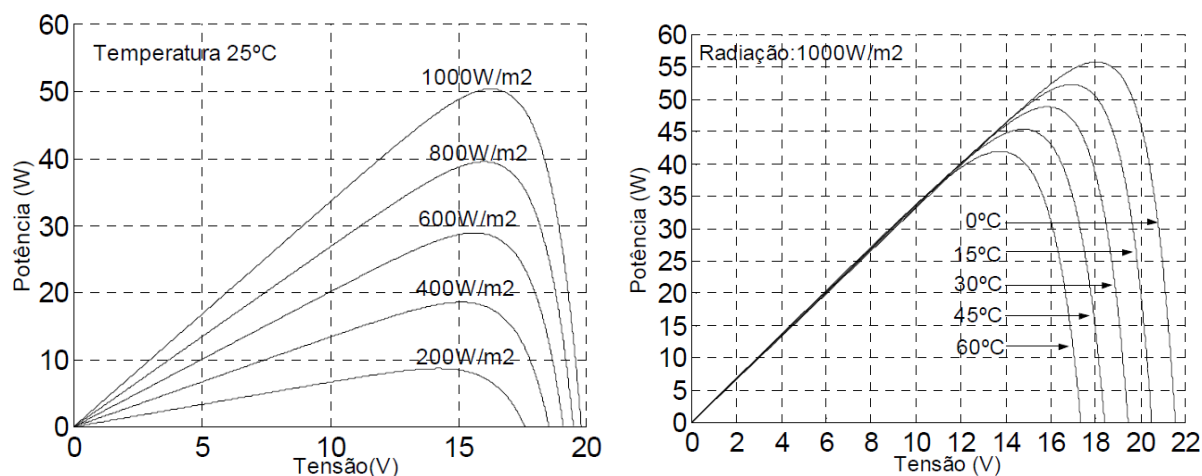
Figura 7 - Influência da radiação e da temperatura na curva $I \times V$ do módulo KC200GT



Fonte: *Kyocera*.

Assim como nas curvas $I \times V$, é esperado que o comportamento da curva de potência também seja modificado. A Figura 8 apresenta as curvas de potência considerando as variações de radiação e temperatura para um painel da *Shell Solar*. É facilmente observado, que o ponto de máxima potência também é deslocado com as mudanças dessas variáveis.

Figura 8 - Influência da radiação e da temperatura nas curvas de potência de um módulo da *Shell Solar*

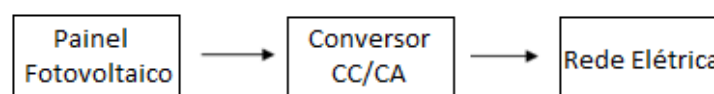


Fonte: Leva (2004).

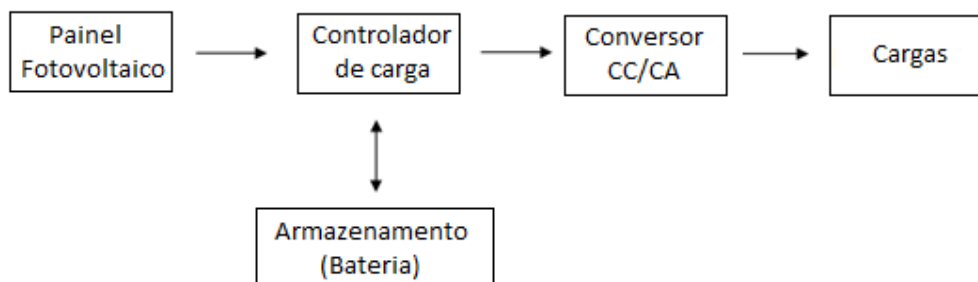
A potência fornecida por um módulo fotovoltaico é pequena, logo é necessário a associação de módulos para se obter um valor de potência desejado. Essas associações podem ser em paralelo ou em série, ou até mesmo, a combinação das duas formas. A associação em série resulta em painéis com tensões mais elevadas. Por outro lado, quando é feita a associação em paralelo são obtidas correntes maiores. Por fim, na combinação das duas configurações, corrente e tensão são aumentadas e, portanto pode se alcançar a potência desejada.

A energia gerada pelos painéis deve ser entregue para alguma unidade consumidora. Segundo Fontes (2012), os sistemas fotovoltaicos podem ser ligados diretamente à rede ou isolados, conforme é apresentado na Figura 9. Para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, é necessária a utilização de conversores CC/CA, uma vez que o painel fotovoltaico gera corrente contínua. Nesta configuração, na falta da geração fotovoltaica as cargas são alimentadas pela rede elétrica. Por outro lado, os sistemas isolados fornecem energia diretamente às cargas, o que é um complicador já que a geração nem sempre é constante (sombra causada por nuvens, por exemplo). Portanto, é necessária uma forma de armazenamento de energia para essas situações, que pode ser através de um banco de baterias. Juntamente com o dispositivo de armazenagem é necessária a utilização de um equipamento chamado controlador de carga, cuja função é gerenciar o carregamento da bateria.

Figura 9 - Sistema fotovoltaico interligado a rede elétrica e isolado



(a) Sistema conectado à rede elétrica



(b) Sistema isolado

Fonte: Adaptado de Fontes (2012).

Após apresentadas as características da geração de energia por meio do sol, a próxima subseção é dedicada à geração eólica.

2.2.2 – Energia Eólica

A geração de energia por meio dos ventos teve uma grande evolução nos últimos anos. No Brasil, esta constatação pode ser observada quando comparado o percentual de geração eólica na Figura 3 e na Figura 4, saindo de 0,2% na participação da energia elétrica gerada no país em 2009 para 5,4% em 2016. A energia eólica pode ser considerada como uma das fontes de energia renovável mais promissora atualmente.

Segundo Terciote (2002) a extração de energia através do vento possui algumas desvantagens, dentre elas impacto visual, ruído e dano à fauna. Porém, este mesmo autor afirma que estes problemas podem ser diminuídos ou até eliminados adotando um planejamento de instalação adequado. Aliado a estas soluções, esta tecnologia ainda apresenta vantagens importantes como a redução da dependência de combustíveis fósseis, já que o vento é um recurso abundante, a baixa emissão de poluentes e a contribuição na diversificação da geração de energia.

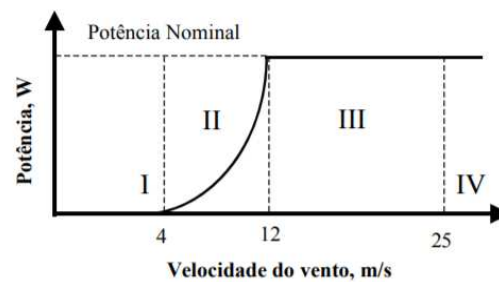
Para geração de energia elétrica por meio dos ventos são utilizados aerogeradores ou turbinas eólicas, que segundo Marques (2004) possuem como principais componentes:

- Rotor: é onde estão fixadas as pás da turbina e é responsável por transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. O conjunto rotor e pás estão conectados a um eixo ligado diretamente ao gerador ou a uma caixa de multiplicação ou de engrenagem;
- Caixa de multiplicação ou de engrenagem: transmite a energia do eixo mecânico do rotor ao eixo do gerador, em uma rotação maior;
- Gerador: converte energia mecânica em elétrica;
- Nacele: é o elemento localizado no alto da torre, onde está o gerador, podendo abrigar outros elementos como caixa de multiplicação, mancais, sistema hidráulico, entre outros;
- Torre: elemento que sustenta a nacele e o rotor. As torres são altas, já que a velocidade do vento aumenta com a altura;
- Anemômetro: mede a velocidade dos ventos;
- Biruta: indica a direção dos ventos.

Ainda em Marques (2004) é apresentado o funcionamento de uma turbina eólica. Uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante em direção à turbina eólica pode ser transformada em energia mecânica. O que ocorre neste caso é uma redução da velocidade do vento e consequente conversão, por meio das pás, da energia cinética do vento em energia mecânica entregue ao eixo do rotor. Entretanto, existe um ponto ótimo de operação que garante a máxima extração da potência dos ventos, uma vez que a velocidade do vento após as pás não pode ser nula. Este valor máximo definido por Betz é de 59,3%, ou seja, somente 59,3% da energia cinética disponível dos ventos pode ser convertida em energia mecânica.

As turbinas eólicas possuem quatro modos de operação de acordo com intervalos específicos de velocidade dos ventos, conforme pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 - Regiões de Operação de uma turbina eólica

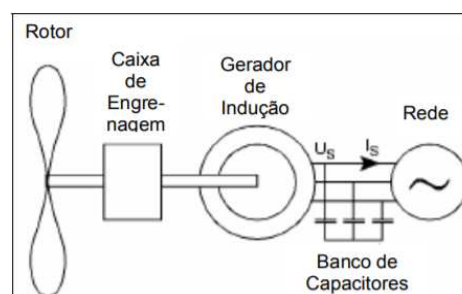


Fonte: Marques (2004).

Para a turbina eólica entrar em funcionamento, existe uma velocidade de vento mínima, chamada de *cut-in*, que na Figura 10 é de 4m/s, valor típico. Portanto, na região I não existe o funcionamento da turbina. A região II, ou modo de operação normal, compreende o intervalo entre a velocidade mínima, início da geração, e a velocidade nominal do vento escolhida para um gerador específico. Quando a velocidade dos ventos ultrapassa este valor nominal, conforme observado na região III, alguns métodos de controle são utilizados para que a turbina forneça somente a potência nominal. Entretanto, se a velocidade do vento ultrapassar um valor máximo, conhecido de *cut-out*, a turbina entra na região IV, ou seja, é desligada para evitar danos ao sistema. O valor máximo para a turbina representada na Figura 10 é 25m/s, valor típico.

Segundo Ferreira (2005), existem dois modos de conectar os aerogeradores à rede, ou de forma direta ou através de conversores. No primeiro caso, quando é conectado diretamente à rede, a variação de velocidade no eixo mecânico é quase nula e neste caso esses geradores são categorizados como velocidade fixa. A Figura 11 apresenta um esquema de um aerogerador de velocidade fixa.

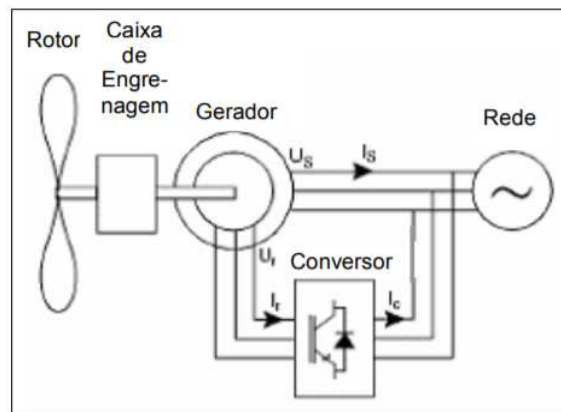
Figura 11 - Esquema de um aerogerador de velocidade fixa



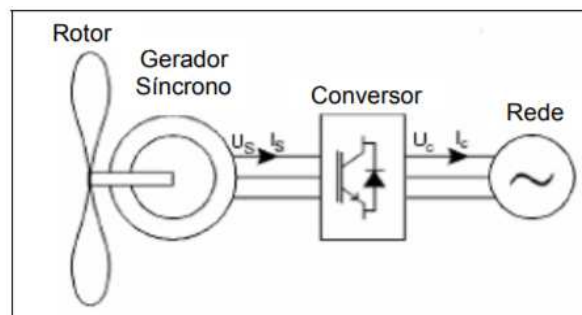
Fonte: Ferreira (2005).

Por outro lado, quando a conexão de aerogeradores com a rede elétrica é feita utilizando conversores eletrônicos, a velocidade pode ser variável. A Figura 12 apresenta os dois principais sistemas que utilizam geradores de velocidade variável.

Figura 12 - Esquema de aerogeradores de velocidade variável



(a) Gerador de indução duplamente excitado (DFIG)



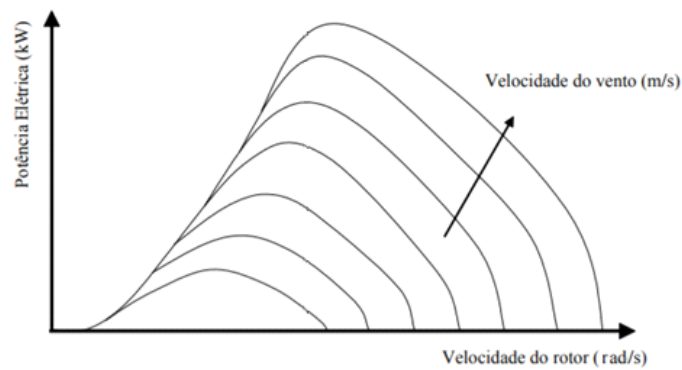
(b) Gerador síncrono

Fonte: Ferreira (2005).

Comparando os dois tipos de aerogeradores, os de velocidade fixa possuem um custo de fabricação menor que os de velocidade variável, principalmente devido à ausência de conversores. Entretanto, os aerogeradores de velocidades variável podem trabalhar com a sua máxima eficiência em velocidades do vento inferiores à nominal. É importante ressaltar que a utilização da eletrônica de potência possibilita o desacoplamento da velocidade mecânica do rotor com a frequência elétrica da rede.

Assim como os módulos fotovoltaicos, os aerogeradores possuem uma curva característica que relaciona a potência de saída com a velocidade de rotação do rotor, conforme pode ser observada na Figura 13.

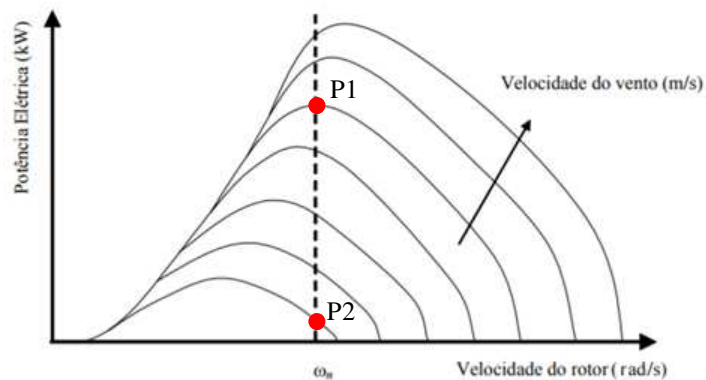
Figura 13 - Potência elétrica *versus* rotação do rotor para diferentes velocidades de ventos



Fonte: Adaptado de Marques (2004).

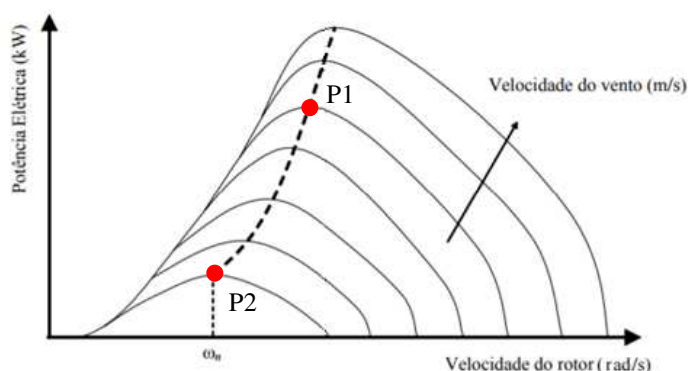
A partir da Figura 13 pode ser observado que cada curva possui um ponto de máxima potência para um certo valor de velocidade do rotor. Para exemplificar esta característica, as Figura 14 e Figura 15 apresentam a curva de potência para os aerogeradores de velocidade fixa e variável, respectivamente, destacando dois pontos de operação, um na velocidade nominal do vento (P1) e outro numa velocidade inferior (P2).

Figura 14 - Potência elétrica *versus* rotação do rotor para aerogeradores de velocidade fixa



Fonte: Adaptado de Marques (2004).

Figura 15 - Potência elétrica *versus* rotação do rotor para aerogeradores de velocidade variável



Fonte: Adaptado de Marques (2004).

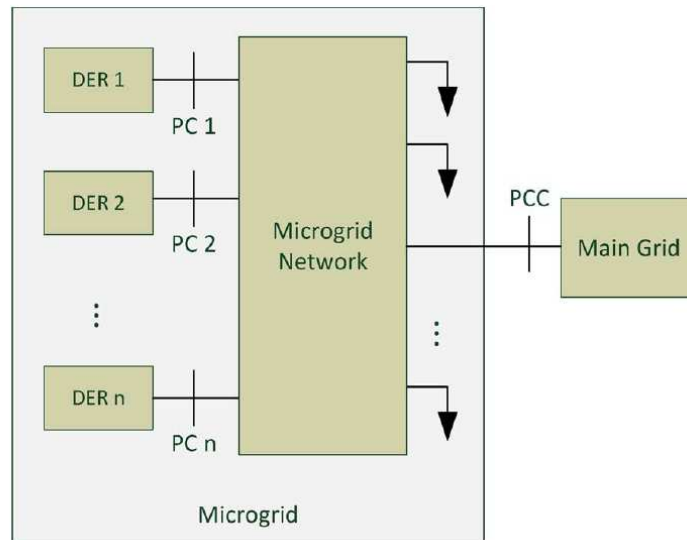
É possível observar na Figura 14 e na Figura 15 que quando o aerogerador funciona na velocidade nominal dos ventos, ponto P1, a potência gerada independe do tipo de aerogerador. Entretanto, à medida que a velocidade dos ventos vai diminuindo o aerogerador de velocidade variável consegue entregar mais potência do que o de velocidade fixa porque permite a inserção do controle de busca do ponto de máxima potência. A linha tracejada nas figuras indica a relação da velocidade do aerogerador com a variação da velocidade do vento, que é uma reta para o de velocidade fixa e uma curva sobre os pontos de máxima potência para o de velocidade variável.

Apresentadas as características da eólica nesta subseção e da solar na seção anterior, é necessário compreender como essas fontes estarão inseridas num sistema. Portanto, a próxima subseção abordará as microrredes, das quais estas fontes fazem parte, e as hierarquias de controle.

2.3 – Microrredes e sua Hierarquia

Depois de discutidas a geração de energia fotovoltaica e eólica nas seções anteriores, esta parte do trabalho discute a conexão destas fontes com a rede principal e a formação de uma microrrede com a participação delas. A Figura 16 apresenta a estrutura padrão de uma microrrede, na qual a conexão com a GD ocorre por meio de um Ponto de Conexão ou PC (*Point of Connection*) e a conexão com a rede principal é através de um Ponto de Acoplamento Comum ou PCC (*Point of Common Coupling*).

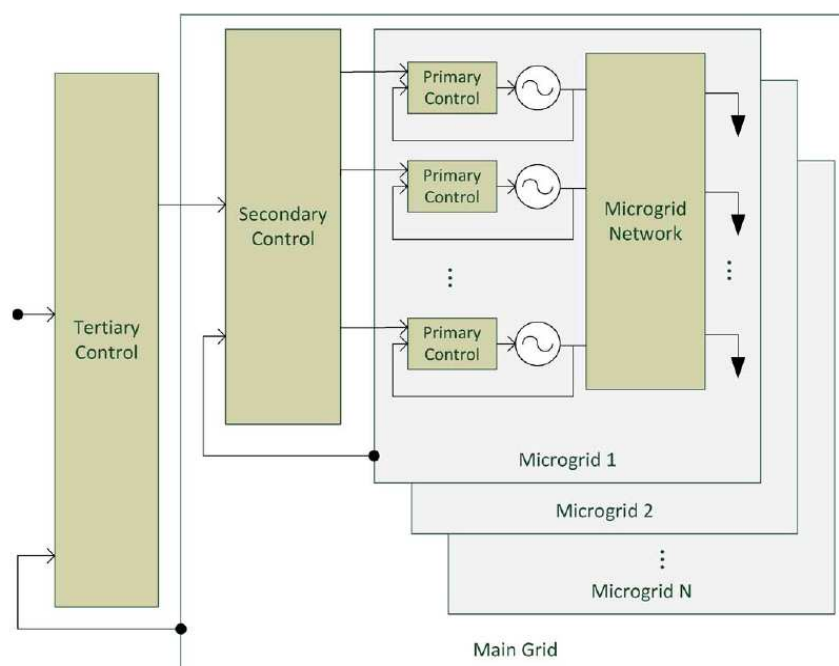
Figura 16 - Diagrama esquemático de uma microrrede genérica com GD's



Fonte: Olivares e outros (2014).

O controle de uma microrrede possui alguns desafios, principalmente devido à complexidade. Dentre eles, podem ser destacados o fluxo bidirecional de potência, a estabilidade do sistema, a baixa inércia das fontes das GD's, entre outros. Portanto, ainda segundo Olivares e outros (2014) o controle deve seguir uma hierarquia conforme a Figura 17.

Figura 17 - Hierarquia de controle de microrredes



Fonte: Olivares e outros (2014).

Pode ser observado na Figura 17 que o controle primário é aquele que ocorre na própria GD, ou seja, um controle local e interno, que tem como características, respostas rápidas. Por outro lado, o controle secundário tem a função de ser um gerenciador da microrrede, coordenando o controle primário. Por fim, o controle terciário, que é responsável pelos parâmetros e *set points* de longo prazo da rede principal. Na verdade, este último controle coordena as múltiplas microrredes que estão interagindo entre si e pode ser considerado parte da rede principal.

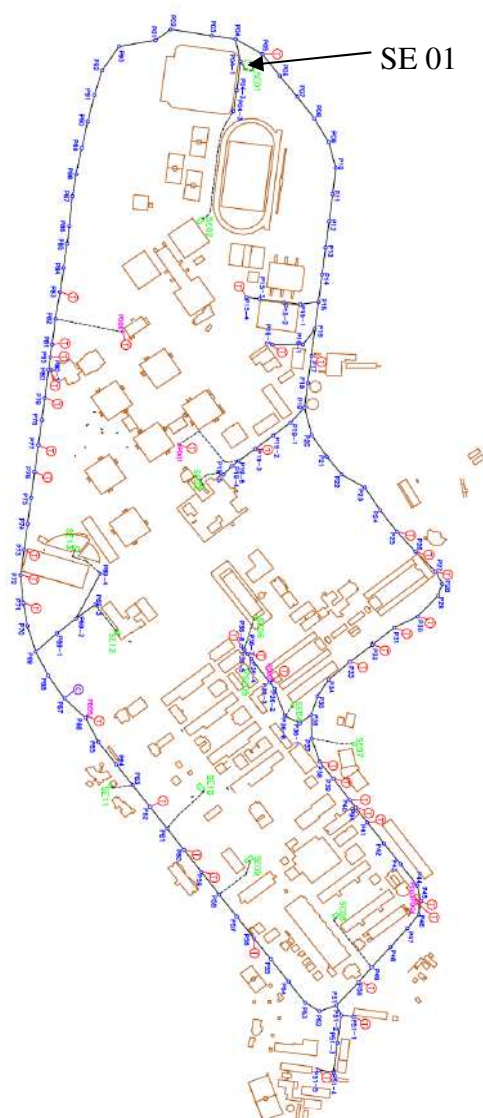
A microrrede pode funcionar em dois modos de operação: ilhado ou conectado à rede. Portanto, os sistemas de controle além de contribuírem no controle de tensão, de frequência, balanço de potência e demanda, também devem observar a transição entre os modos de operação. Outra dificuldade, é que cada tipo de geração exige um tipo de conexão e sistema de controle específico.

Terminado a apresentação da microrrede e suas hierarquias, o próximo capítulo é dedicado à modelagem dos sistemas de geração fotovoltaico e eólico, bem como da rede principal, transformadores, cargas e linhas de distribuição.

CAPÍTULO 3: CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA

A rede de distribuição elétrica do *Campus* de Goiabeiras da Ufes é alimentada pela EDP Espírito Santo em 34,5 kV entregue na subestação SE 01, localizada próximo ao Centro de Educação Física e Desportos (CEFD). Um transformador (T01) de 5MVA situado nesta subestação abaixa a tensão para 11,4 kV, que alimenta a rede interna da Ufes através de um sistema em anel aberto, conforme pode ser observado na Figura 18. Esta rede possui 3800 metros de cabos aéreos e os 1000 metros de cabos subterrâneos, que são utilizados para alimentar 13 subestações presentes em toda malha. Além dessas subestações, a rede de distribuição possui 64 transformadores que abaixam a tensão para 220 V.

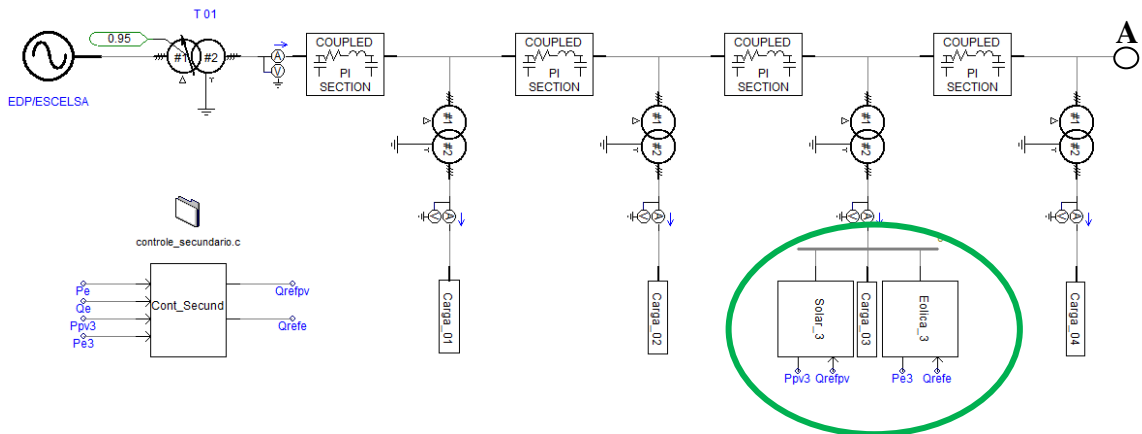
Figura 18 - Planta baixa da rede elétrica do *Campus* de Goiabeiras



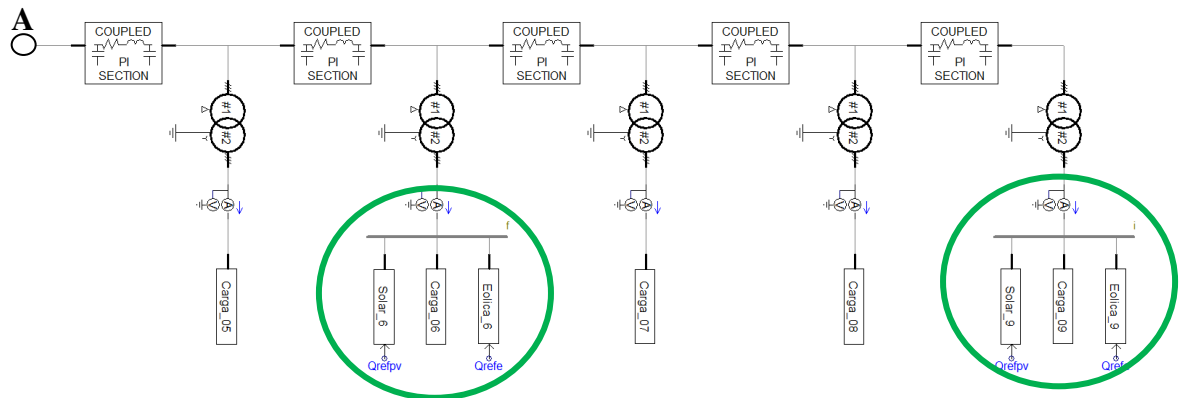
Em Padua (2011), são apresentadas as curvas de consumo de potência ativa e reativa de todos os transformadores da configuração apresentada na Figura 18, obtidas por meio de medidores e analisadores de energia. A partir desses dados, foram escolhidos nove pontos, chamados de centros, onde as cargas mais próximas foram concentradas. Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2010), cargas distribuídas podem ser representadas de forma concentrada na metade do trecho correspondente.

Após modelada a rede com 9 centros e suas respectivas cargas, foi inserido em 3 destes centros um conjunto composto por turbina eólica e painel fotovoltaico para contribuir na rede da Ufes com potência ativa e reativa através dos conversores que os conectam a rede. A Figura 19 apresenta, em duas partes, a visão geral do sistema modelado no EMTDC/PSCAD, com os 3 centros onde estão as gerações fotovoltaica e a eólica destacadas.

Figura 19 - Sistema modelado no PSCAD



(a) Parte I: Rede principal, cargas 01, 02, 03 e 04



(b) Parte II: Cargas 05, 06, 07, 08 e 09

Baseado na Figura 19, as próximas seções deste capítulo irão apresentar como foi modelado cada um dos componentes utilizados.

3.1 – Ponto de Entrega da EDP Espírito Santo

Inicialmente, será modelado o ponto de entrega da concessionária. Para representação deste ponto da EDP Espírito Santo, foi utilizada uma fonte de tensão trifásica de 34,5 kV e frequência de 60Hz. Além desses parâmetros, a Tabela 1 apresenta os dados da potência de curto-circuito da entrada.

Tabela 1 - Dados da potência de curto-circuito no ponto de entrega

| Curto-Circuito | Módulo (MVA) | Ângulo (°) |
|----------------|--------------|------------|
| Trifásico | 626,6 | -84,2 |
| Fase-terra | 715,2 | -84,7 |

Fonte: Padua (2011).

A próxima seção demonstra como foram modelados os transformadores equivalentes em cada um dos 9 centros.

3.2 – Transformadores Equivalentes

A energia é entregue à Ufes pela EDP Espírito Santo em 34,5 kV, que é abaixada 11,4 kV através do transformador T01. A Tabela 2 apresenta os dados do T01 e dos transformadores equivalentes modelados para os 9 centros. Para construção destes transformadores equivalentes, as seguintes considerações foram feitas:

- Potência Nominal: soma das potências dos transformadores;
- Corrente de Magnetização: média aritmética das correntes de magnetização dos transformadores;
- Perdas em Carga: soma das perdas em carga dos transformadores;
- Perdas à Vazio: soma das perdas à vazio dos transformadores;
- Impedância Equivalente: cálculo das impedâncias dos transformadores em paralelo.

O Apêndice A detalha como foram agrupadas as cargas dos 64 transformadores nos 9 centros.

Tabela 2 - Dados dos transformadores equivalentes

| | Potência Nominal [kVA] | Corrente de Magnetização [%] | Perdas em Carga [pu] | Perdas à Vazio [pu] | Impedância Equivalente [%] |
|-----------|------------------------|------------------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|
| Entrada | 5.000 | 1,00 | - | - | 0,5157 + j6,1885 |
| Centro 01 | 375 | 2,65 | 0,0120 | 0,0034 | 1,1562 + j1,4438 |
| Centro 02 | 1.137,5 | 2,50 | 0,0157 | 0,0030 | 0,4299 + j0,4396 |
| Centro 03 | 750 | 2,85 | 0,0138 | 0,0039 | 0,3483 + j0,3487 |
| Centro 04 | 2.312,5 | 2,10 | 0,0149 | 0,0028 | 0,3042 + j0,4376 |
| Centro 05 | 2.087,5 | 2,22 | 0,0154 | 0,0028 | 0,3129 + j0,4021 |
| Centro 06 | 1.062,5 | 2,48 | 0,0156 | 0,0029 | 0,5189 + j0,5154 |
| Centro 07 | 1.095 | 2,71 | 0,0125 | 0,0035 | 0,3661 + j0,4273 |
| Centro 08 | 1.832,5 | 2,48 | 0,0163 | 0,0028 | 0,2892 + j0,2928 |
| Centro 09 | 675 | 3,05 | 0,0134 | 0,0038 | 0,4683 + j0,3852 |

Fonte: Produção do próprio autor.

Apontadas as características dos transformadores, a próxima seção é dedicada à modelagem das linhas de distribuição internas da Ufes.

3.3 – Linhas de Distribuição

Todas as linhas de distribuição utilizadas na plataforma de simulação proposta nesta dissertação foram representadas com os mesmos parâmetros: resistência de sequência positiva, resistência de sequência zero, indutância de sequência positiva e indutância de sequência zero, expostos na mesma ordem na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados das linhas de distribuição modeladas

| De/Para | Comprimento [m] | Sequência Positiva | | Sequência Negativa | |
|---------------------|-----------------|------------------------------------|--------------------|------------------------------------|--------------------|
| | | Resistência (Ω/km) | Indutância (mH/km) | Resistência (Ω/km) | Indutância (mH/km) |
| Entrada/Centro 01 | 71 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 01/Centro 02 | 595 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 02/Centro 03 | 371,5 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 03/Centro 04 | 237,5 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 04/Centro 05 | 184 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 05/Centro 06 | 342 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 06/Centro 07 | 335 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 07/Centro 08 | 363 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |
| Centro 08/Centro 09 | 425 | 0,601 | 1,102 | 0,779 | 5,296 |

Fonte: Produção do próprio autor.

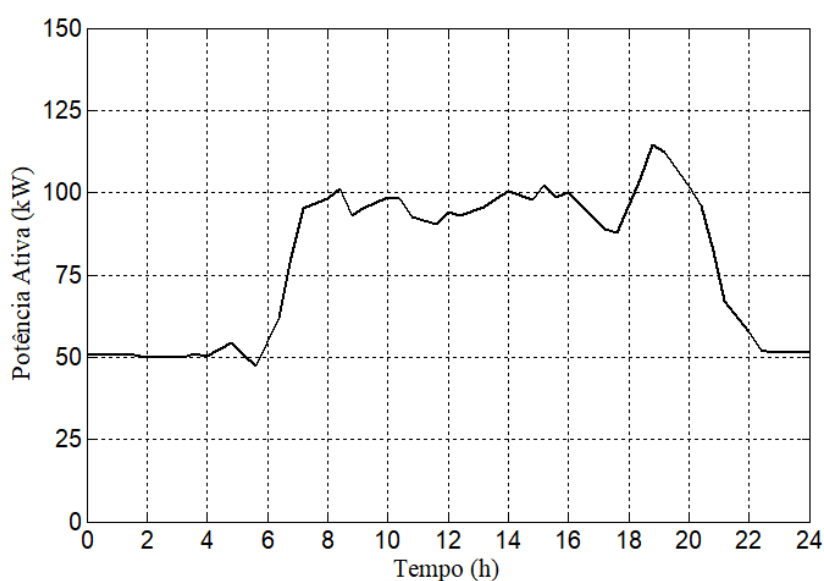
Em Padua (2011) são apresentados dados dos cabos que compõe o sistema de distribuição da Ufes. Para esta dissertação foi escolhido os condutores de alumínio de bitola 1/0 AWG.

Após a modelagem dos elementos básicos da rede - ponto de entrega, transformadores equivalente e linhas de distribuição, a seção seguinte mostra os dados reais que foram usados neste trabalho.

3.4 – Perfis de Carga, Irradiação, Temperatura e Velocidade dos Ventos

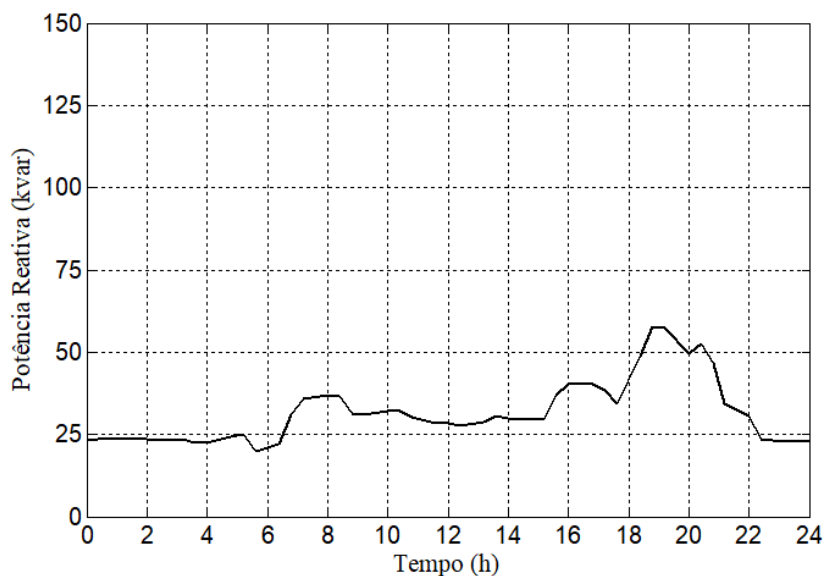
Em Padua (2011) foram apresentados os consumos médios de potência ativa e reativa de uma semana do mês de setembro para os transformadores das Ufes que possuíam carga instalada. Vale apenas ressaltar que devido ao baixo consumo aos sábados e domingos, o perfil de carga foi considerado a média dos consumos de segunda-feira a sexta-feira somente. Cada um dos 9 centros possui um perfil de carga, baseado nos dados reais fornecidos por Padua (2011) e de acordo com o agrupamento das cargas proposto neste trabalho. Para exemplificar um desses perfis, a Figura 20 apresenta a variação de potência ativa e a Figura 21 a de potência reativa ao longo do dia para o Centro 01.

Figura 20 - Perfil de potência ativa do Centro 01



Fonte: Produção do próprio autor.

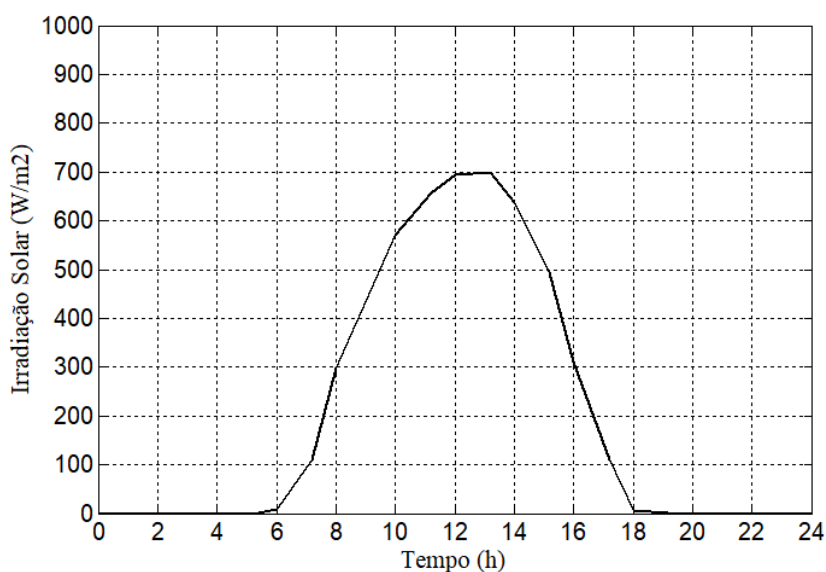
Figura 21 - Perfil de potência reativa do Centro 01



Fonte: Produção do próprio autor.

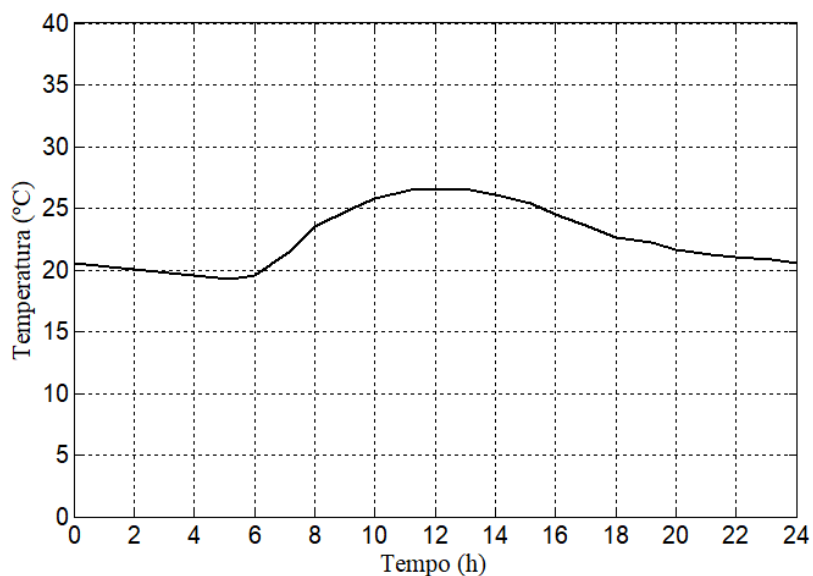
Como foi discutido no Capítulo 2, as potências fornecidas pelas gerações fotovoltaica e eólica são influenciadas por variáveis externas. Da mesma forma que as cargas, foram utilizados perfis de temperatura, irradiação e velocidade dos ventos de um dia do mês de setembro. Os perfis de irradiação e temperatura referentes à região da Ufes e fornecidos pelo INMET são exibidos na Figura 22 e Figura 23, respectivamente.

Figura 22 - Perfil de irradiação solar



Fonte: Produção do próprio autor.

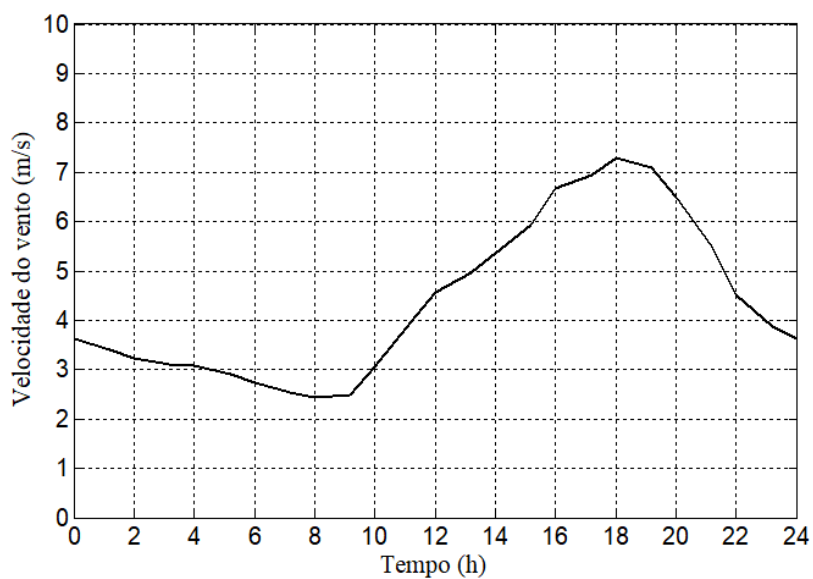
Figura 23 - Perfil de temperatura



Fonte: Produção do próprio autor.

Em relação à velocidade do vento, o perfil para a região da Ufes, conforme pode ser observado na Figura 24, foi obtido do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) considerando uma altura de 50 metros.

Figura 24 - Perfil de velocidade do vento



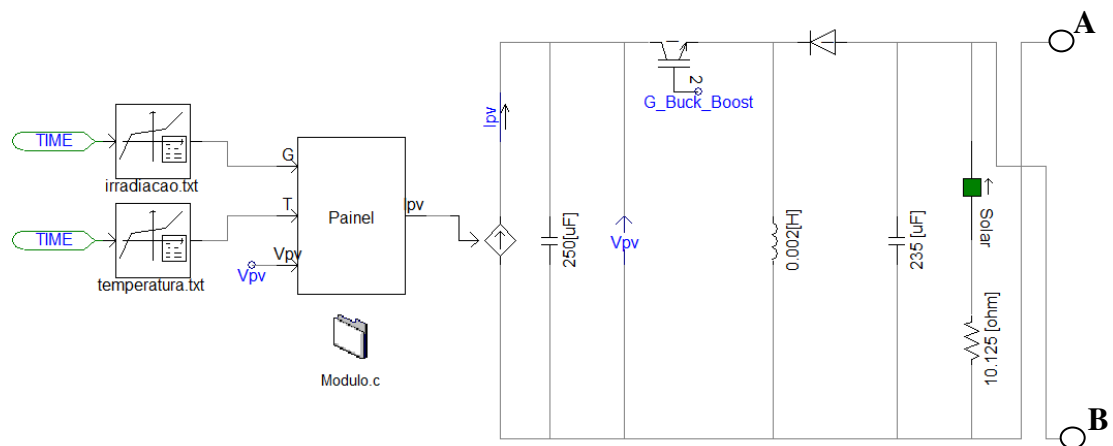
Fonte: Produção do próprio autor.

As duas próximas seções são dedicadas à modelagem da geração fotovoltaica e eólica, utilizando os perfis de irradiação solar, temperatura e velocidade dos ventos apresentados.

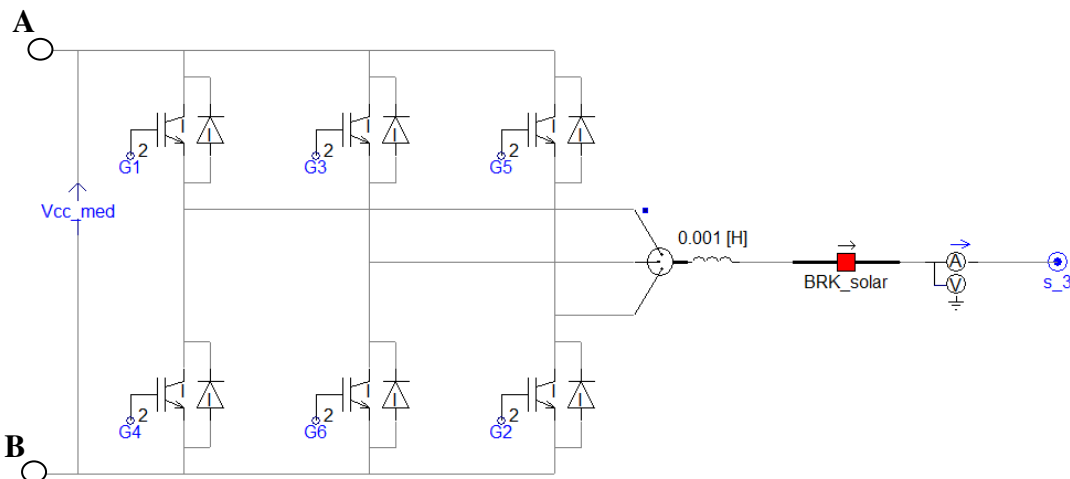
3.5 – Geração Fotovoltaica

O sistema de geração de energia solar utilizado neste trabalho é formado pelo painel fotovoltaico, um conversor *buck-boost* e um conversor CC/CA, conforme é mostrado, em duas partes, na Figura 25.

Figura 25 - Sistema fotovoltaico modelado no PSCAD



(a) Parte I: Pannel fotovoltaico e conversor *buck-boost*



(a) Parte II: Inversor e conexão com a rede

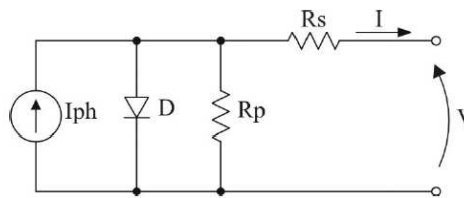
Fonte: Produção do próprio autor.

A partir da visão geral do modelo proposto, as próximas subseções discutem como foi modelado cada um dessas três partes que compõem a geração fotovoltaica.

3.5.1 – Módulo Fotovoltaico

A unidade fundamental de um painel fotovoltaico é a célula fotovoltaica, que segundo Casaro e Martins (2008) pode ser representada por um circuito equivalente composto por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Entretanto, este mesmo autor indica que quando se utilizam as resistências em série e paralelo na modelagem, a precisão é aumentada. Portanto, o circuito equivalente para uma célula fotovoltaica utilizada nesta dissertação é o indicado na Figura 26.

Figura 26 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: Casaro e Martins (2008).

Utilizando a teoria de circuitos elétricos na Figura 26, pode ser obtida a Equação 1 que relaciona a corrente I com a tensão V do módulo fotovoltaico:

$$I = I_{ph} - I_r \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (1)$$

Sendo:

| | |
|----------|------------------------------------|
| V | Tensão de saída(V); |
| I | Corrente de saída (A); |
| I_{ph} | Fotocorrente (A); |
| I_r | Corrente de saturação reversa (A); |
| R_s | Resistência série (Ω); |
| R_p | Resistência paralela (Ω); |
| q | Carga do elétron (C); |
| n | Fator de qualidade da junção p-n; |
| K | Constante de Boltzmann (J/K); |
| T | Temperatura ambiente (K); |

Em Casaro e Martins (2008) também são apresentadas as Equação 2, Equação 3 e Equação 4 que complementam a modelagem proposta pela Equação 1:

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_r)] \cdot \frac{G}{1000} \quad (2)$$

$$I_r = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \cdot e^{\left[\frac{qE_G}{nk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3)$$

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\frac{qV_{oc}}{nkT_r}} - 1} \quad (4)$$

Sendo:

- I_{sc} Corrente de curto-circuito (A);
- α Coeficiente de temperatura de I_{sc} ;
- T_r Temperatura de referência (K);
- G Intensidade de radiação solar (W/m^2);
- I_{rr} Corrente de saturação reversa de referência (A);
- E_G Energia de banda proibida (eV);
- V_{oc} Tensão de circuito aberto por célula (V);

Um detalhe importante que pode ser observado é que para se determinar a corrente I na Equação 1 deve ser utilizado um método iterativo, que no caso deste trabalho foi o Método de Newton. Como o modelo exige parâmetros específicos, foi escolhido um módulo comercial da *Kyocera* KC200GT, cujos dados estão na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados do módulo KC200GT da *Kyocera*

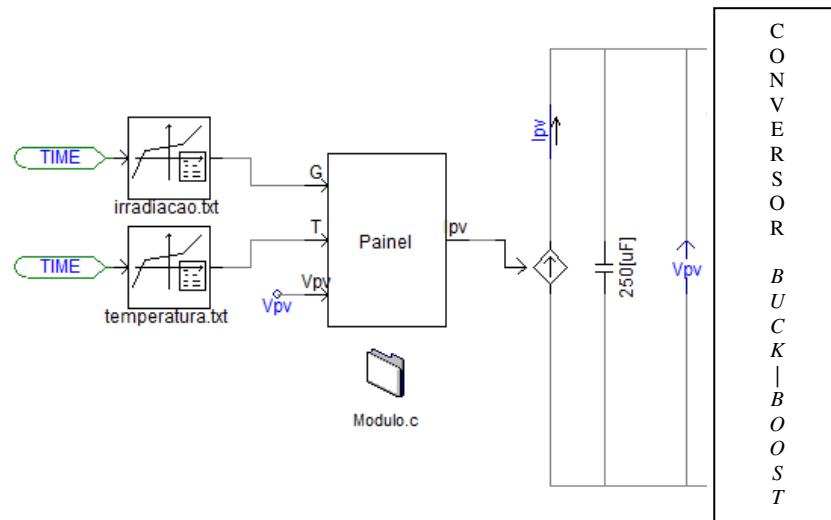
| | |
|-------------------------------------|--------------|
| Máxima Potência - Pmax | 200 W |
| Corrente de curto-circuito - Isc | 8,21 A |
| Tensão de circuito aberto - Voc | 32,9 V |
| Corrente de Máxima Potência - Im | 7,61 A |
| Tensão de Máxima Potência | 26,3 V |
| Coeficiente de temperatura α | 0,00318 A/°C |

Fonte: *Kyocera*.

Esta dissertação propõe um arranjo de módulos fotovoltaicos que resultem num painel com potência de 20 kW. Portanto, utilizando o módulo com os dados apresentados na Tabela 4, foi

escolhido um arranjo de 10 *strings* ligadas em paralelo, cada *string* composta por 10 módulos ligados em série, resultando num painel com uma corrente de 76,1 A e tensão de 263 V. A Figura 27 mostra como foi modelado o painel no PSCAD.

Figura 27 - Módulo fotovoltaico modelado no PSCAD

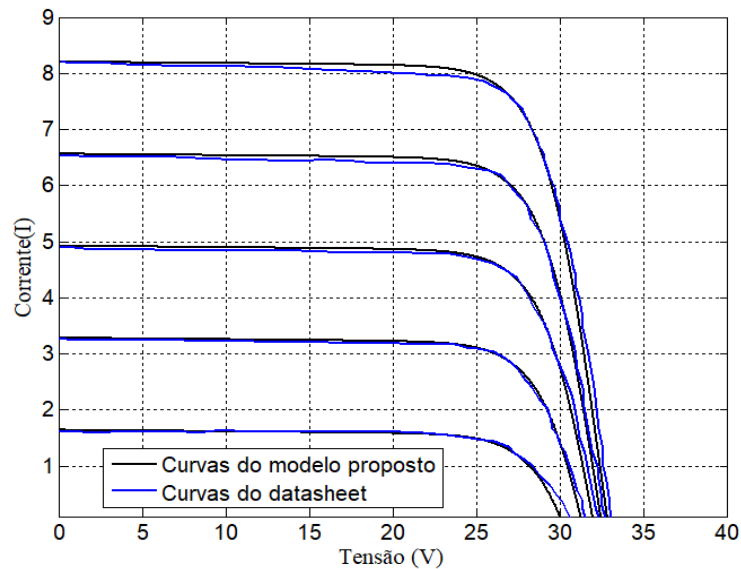


Fonte: Produção do próprio autor.

A Equação 1 apresenta o modelo para uma única célula, entretanto Casaro e Martins (2008) afirmam que pode ser estendido para um arranjo que representa as associações em série e paralelo. Portanto, o arranjo de módulos proposto foi representado por um código fonte descrito no Apêndice B, e baseado nas equações desta seção. A Figura 28 mostra as curvas IxV do módulo KC200GT obtidas do *datasheet* do fabricante, e apresentadas na Figura 7, e as curvas obtidas a partir do modelo proposto para uma temperatura de 25 °C e valores de irradiação de 200, 400, 600, 800 e 1000 W/m².

Para validar o modelo proposto um erro percentual foi calculado com o auxílio do *grabit*, que é uma ferramenta do MATLAB que possibilita obter as coordenadas de pontos de uma curva a partir da imagem dela. Assim, utilizando as curvas da Figura 28, foram obtidos valores de corrente do modelo proposto e do módulo KC200GT considerando um mesmo valor de tensão e calculado um erro percentual a partir da diferença encontrada destas correntes. Este procedimento foi realizado para diversos pontos de tensão e o maior erro obtido dentre todas as 5 curvas foi de 2,35% e portanto, o modelo proposto neste trabalho representa satisfatoriamente as curvas IxV.

Figura 28 - Curvas IxV para o painel KC200GT do *datasheet* e do modelo proposto



Fonte: Produção do próprio autor.

É importante ressaltar que as curvas I x V do modelo proposto na Figura 28 são influenciadas pelos valores de resistência em série e paralelo, conforme pode ser observado na Equação 1. Na modelagem deste trabalho foram utilizados os valores dessas duas variáveis apresentadas em Casaro e Martins (2008).

O painel fotovoltaico gera corrente contínua e, portanto para conexão com a rede é necessário um conversor CC/CA. Porém, a tensão gerada pelo painel é menor do que a necessária para alimentar o *link* CC que é a entrada do conversor CC/CA. Desta forma, a saída do arranjo de módulos foi conectada a um conversor *buck-boost* para elevar a tensão até 450 V, conforme é discutido na seção a seguir.

3.5.2 – Conversor *buck-boost*

Em Ribeiro (2015) são apresentadas as equações para o projeto de um conversor *buck-boost*. A Equação 5 define a resistência de saída do conversor:

$$R = \frac{V_{cc}^2}{P_{max}} = \frac{450^2}{20000} = 10,125\Omega \quad (5)$$

Para encontrar os valores de indutância e capacitância do conversor, é necessário dimensionar o ciclo de trabalho (D) do conversor *buck-boost*, calculado a partir das tensões de entrada (V_{in}) e saída (V_o), conforme a Equação 6:

$$D = - \frac{V_o}{-V_o - V_{in}} = - \frac{450}{-450 - 263} = 0,631 \quad (6)$$

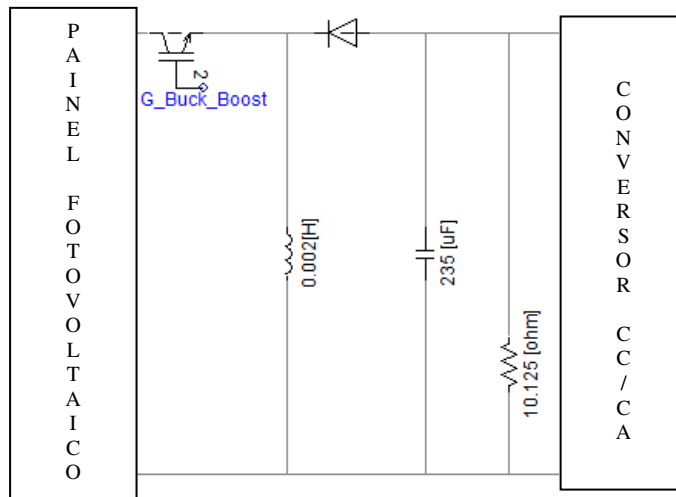
A partir do valor do ciclo de trabalho encontrado, a Equação 7 e a Equação 8 apresentam os cálculos da indutância mínima e capacitância. No caso da indutância foi utilizada a frequência de chaveamento de 4,86 kHz. Para a capacitância foi admitido uma tensão de *ripple* (V_r) de 5,5% do valor da tensão de saída. Tanto o valor da frequência de chaveamento quanto o da tensão de *ripple* são apresentados por Ribeiro (2015).

$$L_{min} = \frac{(1 - D)^2 R}{2f} = \frac{(1 - 0,631)^2 \cdot 10,125}{2 \cdot 4860} = 0,14mH \quad (7)$$

$$C = \frac{DV_o}{V_r R f} = \frac{0,631 \cdot 450}{25 \cdot 10,125 \cdot 4860} = 230,82\mu F \quad (8)$$

Assim, a partir de testes foram escolhidos os valores de 2mH e 235μF para indutância e capacitância, respectivamente, respeitando os cálculos realizados pela Equação 7 e Equação 8. A Figura 29 mostra o conversor projetado com os parâmetros calculados anteriormente.

Figura 29 - Conversor *buck-boost* modelado no PSCAD



Fonte: Produção do próprio autor.

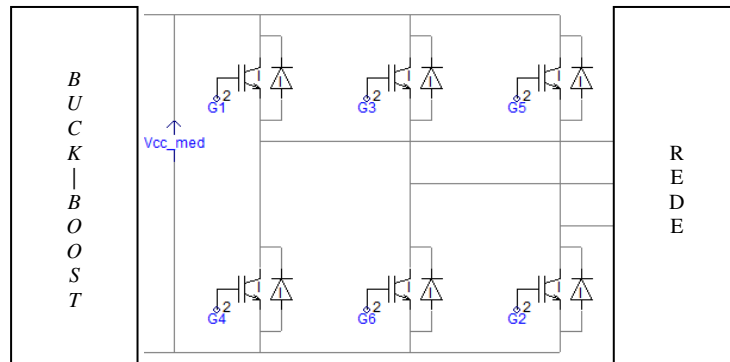
O painel fotovoltaico fornece uma potência máxima de 20 kW quando a irradiação que incide sobre ele é de 1000 W/m^2 . Entretanto, como já mostrado na Seção 3.4, Figura 22, existe um perfil de radiação utilizado e, portanto a potência fornecida por este painel será um valor inferior aos 20 kW. Conforme apresentado no Capítulo 2, para cada valor de irradiação é possível obter a potência máxima. Para isto, é utilizado um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, em inglês *Maximum Power Point Tracking*), conforme código apresentado no Apêndice C, que usa o algoritmo Perturba e Observa.

A tensão de saída do conversor *buck-boost* alimenta o *link* CC que é a entrada para o conversor CC/CA, conforme é discutido na próxima seção.

3.5.3 – Conversor CC/CA

Este elemento tem a função de entregar, em corrente alternada, a potência gerada pelo painel fotovoltaico. A Figura 30 apresenta a configuração do inversor modelado no PSCAD.

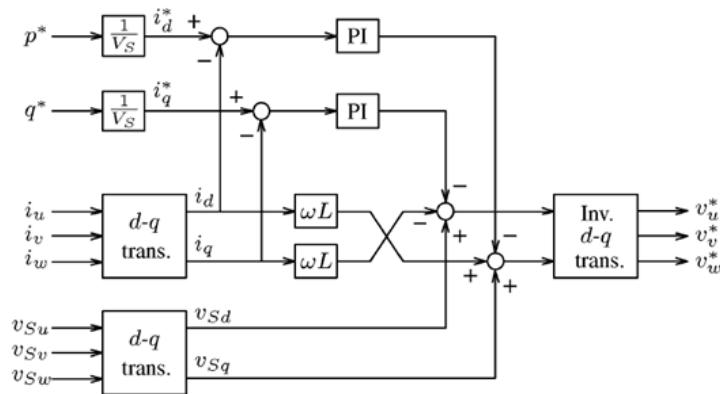
Figura 30 - Conversor CC/CA modelado no PSCAD



Fonte: Produção do próprio autor.

A estratégia de controle das chaves do conversor CC/CA ou simplesmente inversor é baseada no controle vetorial cujo diagrama de blocos é exposto na Figura 31. Nesta estratégia é realizado um desacoplamento das malhas de corrente, o que resulta num controle de potência ativa desacoplado do controle de potência reativa. A saída do diagrama de blocos do controle vetorial, v_u^* , v_v^* e v_w^* , é a entrada do chaveamento PWM, responsável por enviar os pulsos para o comando das chaves do inversor. Após alguns testes, a frequência de chaveamento escolhida foi de 10 kHz.

Figura 31 - Diagrama de blocos do controle vetorial

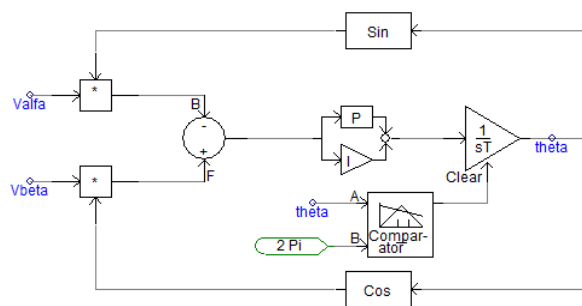


Fonte: Hagiwara, Maeda e Akagi (2011).

Na Figura 31, o valor de p^* é a potência ativa de referência do controle, que no sistema fotovoltaico é o dado a partir de uma comparação entre o V_{cc} medido e o valor de referência. Por outro lado, a referência de potência reativa, q^* , vem do controle secundário. Resumidamente, o painel fotovoltaico fornece a potência ativa e o inversor pode fornecer reativos sem interferir no funcionamento do painel, aproveitando a ideia de desacoplamento das malhas de corrente do controle vetorial.

Ainda na Figura 31 pode ser observado que são utilizadas transformadas de eixo e, portanto é necessário um circuito que extraia o ângulo de referência. A Figura 32 apresenta um circuito PLL (*Phase Locked Loop*) responsável por esta função, na qual as variáveis V_{α} e V_{β} são obtidas no processo de transformação de v_{Su} , v_{Sv} e v_{Sw} para v_{sd} e v_{sq} apresentados na Figura 31.

Figura 32 - Circuito PLL modelado no PSCAD



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim, está apresentada a modelagem dos três elementos que compõem um sistema de geração fotovoltaica. Vale ressaltar que este conjunto foi considerado instalado em 3 dos 9

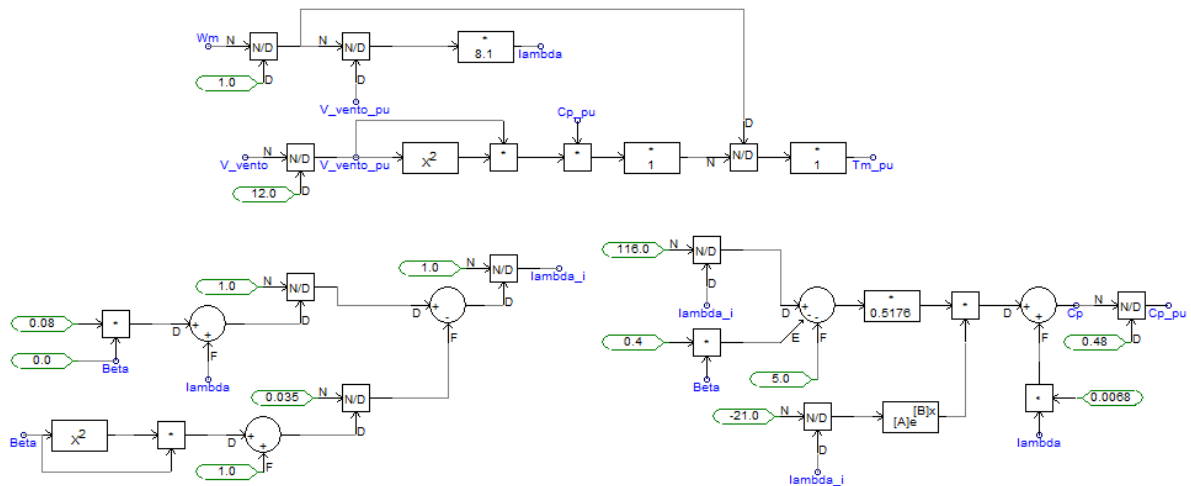
centros modelados. Como os dados de temperatura e irradiação da região são iguais nos três centros, o fornecimento de potência ativa de cada um deles também será. A potência reativa que cada conjunto irá fornecer será indicada pelo controle secundário que é explicado no fim deste capítulo.

Juntamente com o sistema de geração fotovoltaica, foi instalado um sistema de geração eólica descrito na seção seguinte.

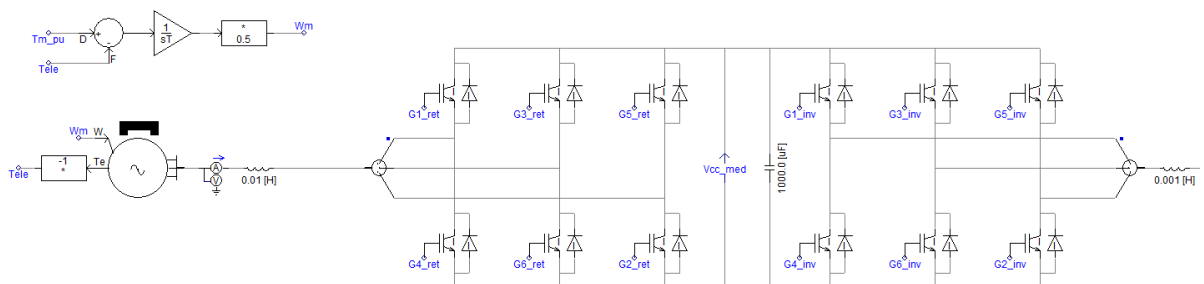
3.6 – Geração Eólica

O sistema de geração eólica proposto neste trabalho é formado pela turbina eólica, o gerador síncrono de ímãs permanentes, um retificador e um inversor. Esta configuração pode ser observada na Figura 33.

Figura 33 - Sistema eólico modelado no PSCAD



(a) Modelo da turbina eólica



(b) Gerador de ímã permanente e conversor *back-to-back*.

Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como foi descrito para a geração fotovoltaica, será explicado cada um dos elementos que compõem o sistema de geração eólica.

3.6.1 – Turbina Eólica

O PSCAD apresenta um modelo de turbina com pouca eficiência para baixas potências e, portanto não foi utilizado neste trabalho já que o sistema analisado irá gerar até 25 kW. Desta forma, foi necessário encontrar um modelo matemático para representar a turbina. Inicialmente, a Equação 9 apresenta qual o valor da potência disponível do vento:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (9)$$

Onde:

- P_{disp} Potência total disponível do vento(W);
- ρ Densidade do ar (kg/m³);
- A Área das pás do rotor (m²);
- v Velocidade do vento (m/s);

Entretanto, conforme já apresentado no Capítulo 2, a potência total disponível pelo vento não pode ser totalmente aproveitada. Desta forma, a Equação 10 reescreve a Equação 9 adicionando um termo c_p , conhecido com coeficiente de potência:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot c_p \quad (10)$$

Portanto, a potência P_m é aquela que pode ser extraída do vento pelo rotor. Segundo Iza (2016) este coeficiente de potência é descrito por alguns autores, como Betz, Anderson e Heier. Neste trabalho, será simulada a turbina segundo o modelo proposto por Heier (1998). Inicialmente será calculado o c_p conforme a Equação 11 e Equação 12, que corresponde à máxima potência que pode ser retirada do vento. É importante lembrar, conforme já apresentado no capítulo anterior, que este limite teórico é de 59,3%.

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda i}} + c_6 \lambda \quad (11)$$

$$\frac{1}{\lambda i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (12)$$

Sendo:

- β Ângulo de passo da turbina (°);
- λ Relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento.

Os valores dos coeficientes da Equação 11 são expostos na Tabela 5.

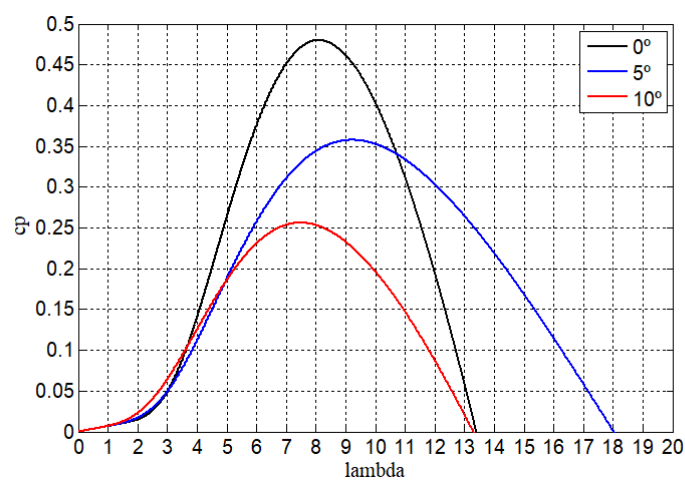
Tabela 5 - Parâmetros para o cálculo de c_p

| Coeficientes | Valores |
|--------------|---------|
| C_1 | 0,512 |
| C_2 | 116 |
| C_3 | 0,4 |
| C_4 | 5 |
| C_5 | 21 |
| C_6 | 0,0068 |

Fonte: Heier (1998).

A Figura 34 apresenta curvas de c_p para valores de ângulos de passo diferentes.

Figura 34 - Valores de c_p para ângulos de passo diferentes



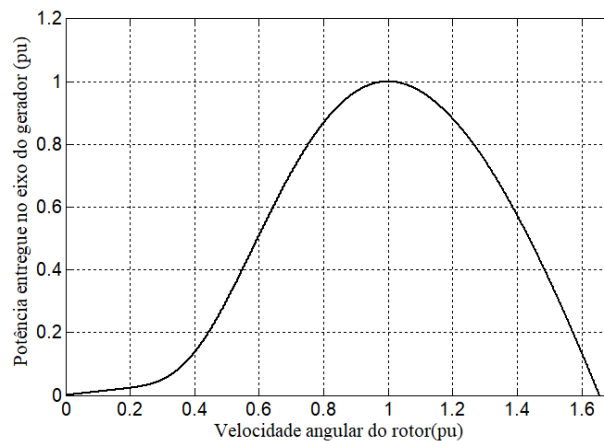
Fonte: Produção do próprio autor.

Pode ser observado que o valor de c_p é máximo quando o ângulo de passo é nulo. Portanto, a modelagem proposta utiliza esta constatação. Como consequência, o valor de λ é 8,1. O Matlab/Simulink apresenta esta modelagem proposta por Heier (1998), com os dados em partes por unidade (pu). Assim, a Equação 10 pode ser reescrita pela Equação 13:

$$P_{m(pu)} = k_p v_{pu}^3 \cdot c_{p(pu)} \quad (13)$$

Desta forma, considerando a velocidade nominal do vento de 12 m/s, a Figura 35 mostra a curva de potência entregue ao gerador em pu para diferentes velocidades do rotor.

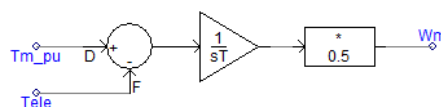
Figura 35 - Potência *versus* velocidade angular do rotor para velocidade de vento de 12 m/s.



Fonte: Produção do próprio autor.

Por fim, modelada a turbina, o próximo passo é conectá-la ao gerador síncrono de ímã permanente. Este trabalho utiliza a modelagem de conexão proposta em Iza (2016), conforme a Figura 36.

Figura 36 - Conexão da turbina com o gerador modelado no PSCAD



Fonte: Produção do próprio autor.

Após terminado a modelagem da turbina, a próxima seção é dedicada ao gerador que a turbina está conectada.

3.6.2 – Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes

As configurações mais usadas para aerogeradores de velocidade variável nos sistemas eólicos são os geradores de indução duplamente excitado (DFIG), síncrono de ímãs permanentes e síncrono com excitação no rotor.

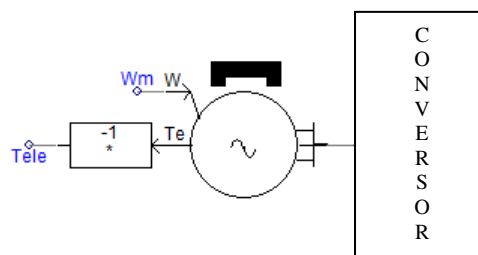
O primeiro deles, o DFIG, segundo Pereira (2004) é uma configuração utilizada em usinas eólicas de grande porte, acima de 1MW, tendo como vantagens o funcionamento acima e abaixo da velocidade síncrona e a utilização de um conversor com 1/3 da potência do gerador. Entretanto possui como desvantagens a conexão direta com a rede e a presença de uma caixa multiplicadora, que requer gastos com manutenção.

O segundo, o gerador síncrono de ímãs permanentes, segundo Cruz (2015) é uma máquina muito utilizada para geração eólica de pequeno porte, com a vantagem de operar com elevada potência e torque em baixas velocidades. Além disso, não possuem a caixa multiplicadora. Contudo, podem ser mais caros e necessitam de estratégias de controle complexas.

Por fim, o último deles, o gerador síncrono com excitação no rotor, assim como o de ímãs permanentes, tem aplicação para pequenas potências. Todavia, possui a caixa de multiplicação, uma desvantagem uma vez que gera perdas mecânicas e custos de manutenção.

Desta forma, diante das características apresentadas, o gerador síncrono de ímãs permanentes foi escolhido para ser modelado nesta dissertação, já que é utilizado para baixa potência e não possui a caixa de multiplicação. A Figura 37 mostra este elemento modelado no PSCAD.

Figura 37 - Gerador síncrono de ímãs permanentes modelado no PSCAD



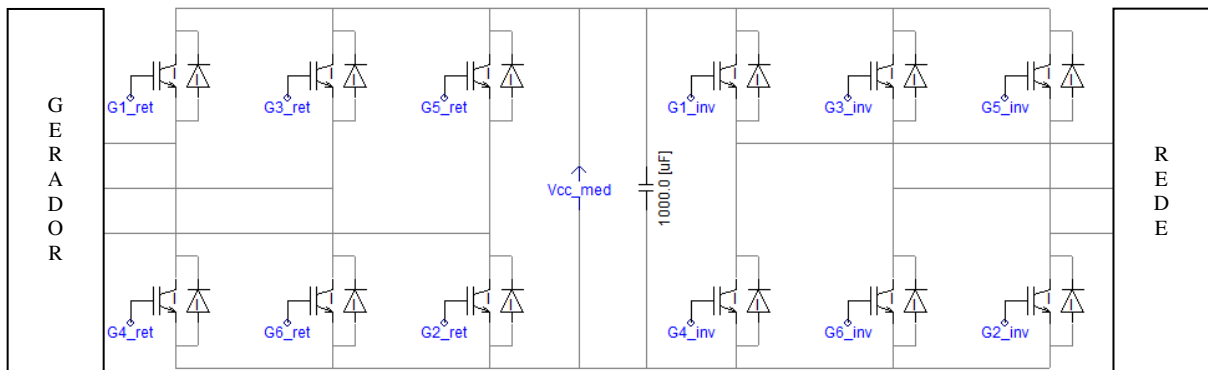
Fonte: Produção do próprio autor.

O modelo de gerador de ímãs permanentes utilizado é encontrado na biblioteca do PSCAD. Os valores dos parâmetros internos do gerador foram baseados no trabalho de Iza (2016). Depois de modelado o gerador, a próxima seção apresenta como foi realizada conexão dele com a rede de distribuição.

3.6.3 – Inversor de Frequência

O conjunto turbina eólica e gerador já fornecem corrente alternada. Portanto, nos sistemas eólicos foram utilizados os conversores *back-to-back* que são compostos de um retificador e um inversor. Basicamente, este conversor é utilizado para transformar uma determinada tensão e frequência em outros valores de tensão e frequência desejados. A Figura 38 apresenta o conversor modelado no PSCAD.

Figura 38 - Conversor *back-to-back* modelado no PSCAD



Fonte: Produção do próprio autor.

O controle dos dois conversores é o mesmo controle vetorial apresentado pela Figura 31. A diferença em relação ao utilizado nos sistemas fotovoltaicos são os valores de referência para potência ativa. O retificador conectado ao aerogerador é chamado de MSC (*Machine side converter*) enquanto o inversor conectado à rede é o GSC (*Grid side converter*).

O valor de p^* (potência de referência) para o MSC é obtido de acordo com código apresentado no Apêndice D, no qual é aplicado um MPPT baseado num sistema de realimentação de potência, onde o valor medido é comparado com uma referência calculada a

partir das equações de modelagem da turbina. Neste primeiro conversor não é necessária referência de potência reativa e, portanto q^* é nulo.

Para o GSC, as referências seguem a lógica do que foi utilizado no sistema de geração fotovoltaica. A referência de potência ativa é dada pela comparação de V_{cc} medido e o de referência e a referência de potência reativa (q^*) é recebida do controle secundário, aproveitando a ideia de desacoplamento das malhas de corrente.

Assim, foi demonstrada a modelagem dos elementos que compõem a geração eólica. Vale ressaltar que da mesma forma que a fotovoltaica, foi considerado que este conjunto foi instalado em 3 dos 9 centros modelados. Os dados da velocidade do vento são iguais em toda a região e, portanto, nos três centros o fornecimento de potência ativa é o mesmo. Da mesma forma que o sistema de geração fotovoltaica, a potência reativa que cada sistema eólico irá fornecer será indicado pelo controle secundário, descrito na próxima seção.

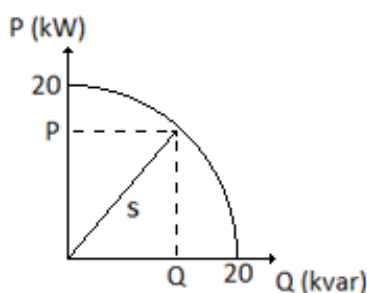
3.7 – Controle Secundário

O controle secundário tem uma visão geral da microrrede e é responsável por definir o que cada uma das GD's irá fornecer de potência tanto ativa quanto reativa para a rede principal a qual esta conectada. É um gerenciador importante, pois tem o conhecimento da situação de cada elemento da microrrede e da rede principal.

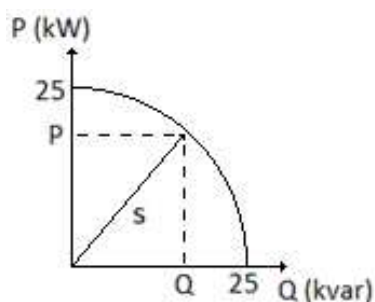
Foi observado que o fator de potência de entrada da Ufes fica abaixo do valor que é permitido, então o controle secundário proposto neste trabalho monitora o fator de potência da entrada e a partir disso, determina a potência reativa que as fontes irão fornecer para ajudar a controlá-lo. É importante destacar que as GD's fornecem potência reativa por meio de seus conversores e principalmente devido ao desacoplamento das malhas do controle vetorial.

O controle secundário deste trabalho é bidirecional, já que para despachar o valor de potência reativa para as GD's é necessária a informação da potência ativa que cada fonte está fornecendo. Desta forma, é utilizada a curva de capacidade para o inversor de frequência, que indica o valor máximo de reativo que a fonte pode fornecer obedecendo ao limite de corrente, conforme apresentado na Figura 39.

Figura 39 - Curva de capacidade para o inversor de frequência



(a) Curva de capacidade do inversor que alimenta a geração fotovoltaica



(b) Curva de capacidade do inversor que alimenta a geração eólica

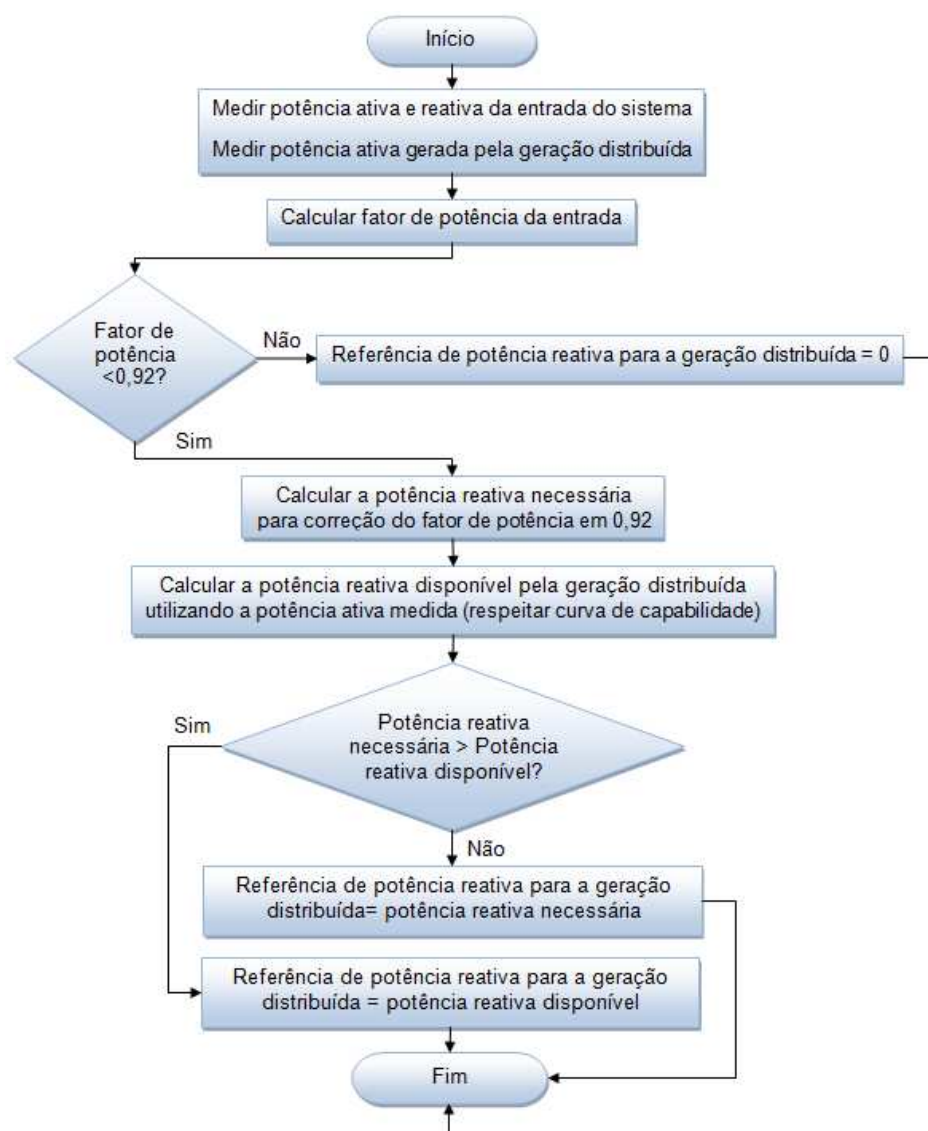
Fonte: Produção do próprio autor.

Pode ser observado que a capacidade respeita uma circunferência cujo raio é a potência aparente que não pode ultrapassar o valor nominal do inversor. Isso significa que se, por exemplo, o painel fotovoltaico fornecer a potência máxima de 20 kW, o inversor não pode fornecer potência reativa, pois ultrapassaria o limite de corrente que o inversor pode fornecer. Por outro lado, se a fonte não estiver fornecendo nenhuma potência ativa, o inversor poderia fornecer 20 kvar de potência reativa.

O fator de potência da entrada da Ufes, sem a participação das GD's, oscila entre os valores de 0,83 a 0,94 atrasado, conforme será apresentado na seção de resultados. Diante disto, o controle secundário proposto considerou que no instante em que o fator de potência da entrada estiver menor que 0,92, se a potência reativa necessária for maior que a disponível, todas as GD's forneceriam o máximo de reativos respeitando a curva de capacidade da Figura 39. Por outro lado, em outros instantes, as gerações forneceriam potência reativa menor que a capacidade máxima do inversor, contribuindo somente com o valor necessário para atingir os 0,92 exigidos pela Resolução 414 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010). Entretanto, é importante ressaltar que se o fator de potência estiver abaixo dos 0,92 é cobrada a potência reativa excedente e se estiver acima dos mesmos 0,92, o consumidor não é

ressarcido pela contribuição de reativos para a rede principal. Desta forma, quando o fator de potência estiver acima dos 0,92, os sistemas de geração eólica e fotovoltaica deste trabalho não fornecerão nenhuma potência reativa. Entretanto, se futuramente esse benefício for implantado é possível implementar a estratégia na qual as GD's possam fornecer o máximo de reativos respeitando um limite de fator de potência unitário. Baseado nestas informações, um código fonte, apresentado no Apêndice E, foi desenvolvido para o controle secundário de acordo com o fluxograma exibido na Figura 40.

Figura 40 - Fluxograma do controle secundário proposto



Fonte: Produção do próprio autor.

Apresentado todos os elementos que compõe a plataforma de simulação proposta, o próximo capítulo mostra os resultados e análises feitas utilizando esta plataforma.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS

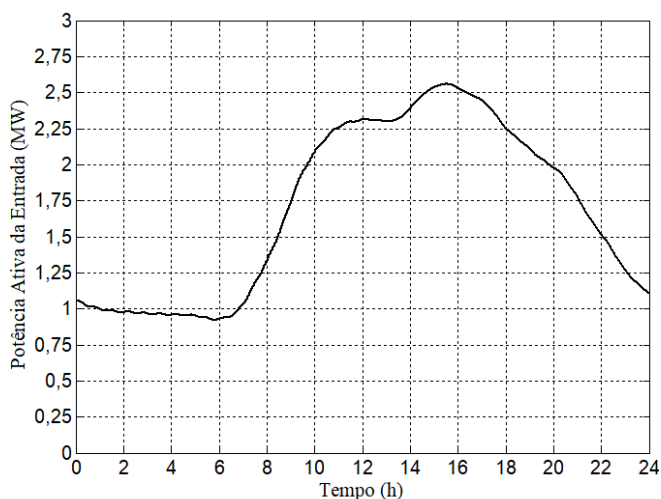
Após a modelagem da rede apresentada no capítulo anterior, esta parte do trabalho é dedicada aos resultados obtidos a partir da plataforma de simulação construída, explorando algumas análises fundamentais e comentando pontos relevantes ao projeto. Os resultados serão divididos em duas seções. A primeira delas, a Seção 4.1, é responsável pela apresentação dos resultados a partir de uma plataforma sem a instalação das gerações de energia por fontes renováveis na rede da Ufes. Por fim, na Seção 4.2 são demonstrados os resultados com as GD's instaladas.

4.1 – Rede da Ufes sem as gerações através das fontes de energia renovável

Nesta seção serão apresentados os gráficos de tensão, potência ativa, potência reativa e fator de potência da rede sem a inserção das gerações eólica e fotovoltaica. Esta seção é utilizada como comparação dos resultados obtidos na Seção 4.2, ou seja, funciona como um cenário base.

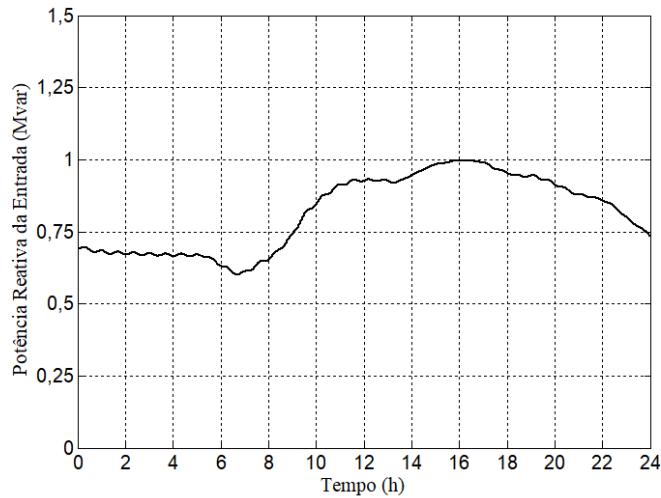
Inicialmente são apresentados na Figura 41 e na Figura 42 os gráficos de potência ativa e reativa medidas na entrada da rede, representada na Figura 18 pela subestação SE 01, onde se localiza o trafo de entrada T01.

Figura 41 - Perfil da potência ativa da entrada durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 42 - Perfil da potência reativa da entrada durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis



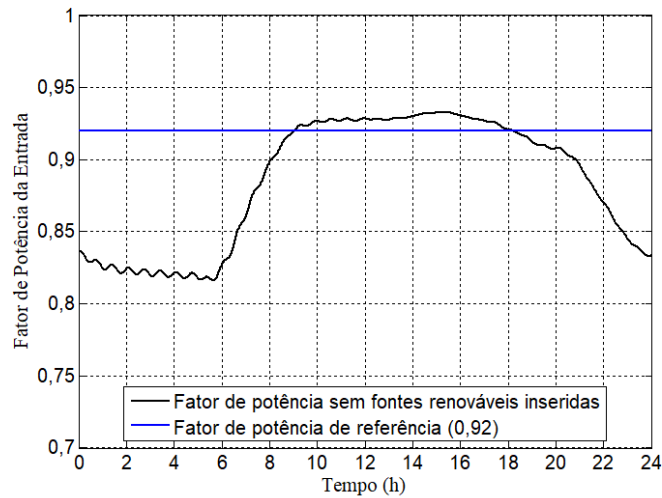
Fonte: Produção do próprio autor.

A partir dos dados de potência ativa e reativa apresentados na Figura 41 e na Figura 42 foi calculado o fator de potência instantâneo conforme mostrado na Equação 14:

$$fp_{(t)} = \frac{P_{(t)}}{\sqrt{(P_{(t)}^2 + Q_{(t)}^2)}} \quad (14)$$

O comportamento do fator de potência é apresentado na Figura 43. Ainda nesta figura, pode ser observado que em alguns horários do dia, o fator de potência fica abaixo do limite permitido pela Resolução 414 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010), que especifica um valor mínimo de 0,92 quanto capacitivo. No caso da Ufes, que possui medidores de potência ativa e reativa, isso se torna um complicador, uma vez que uma multa é gerada devido a este problema. A Seção 4.2 propõe uma solução para o excedente de reativos hoje ocorrendo na UFES, através de um controle secundário com auxílio das gerações eólica e fotovoltaica.

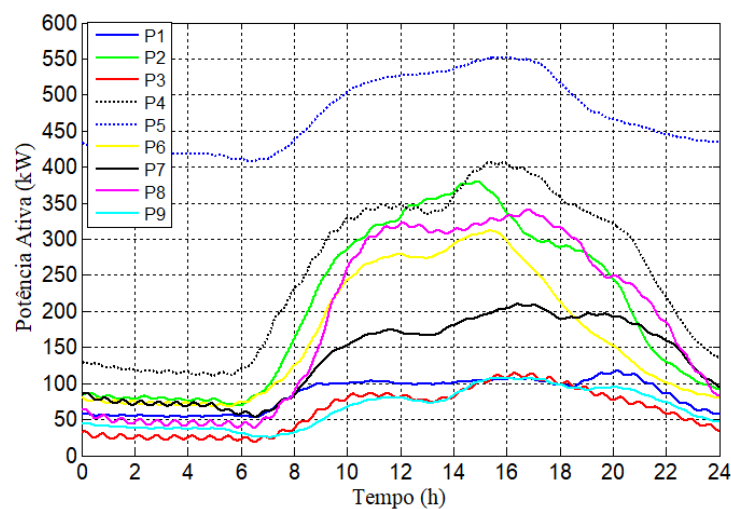
Figura 43 - Curva do fator de potência da entrada durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

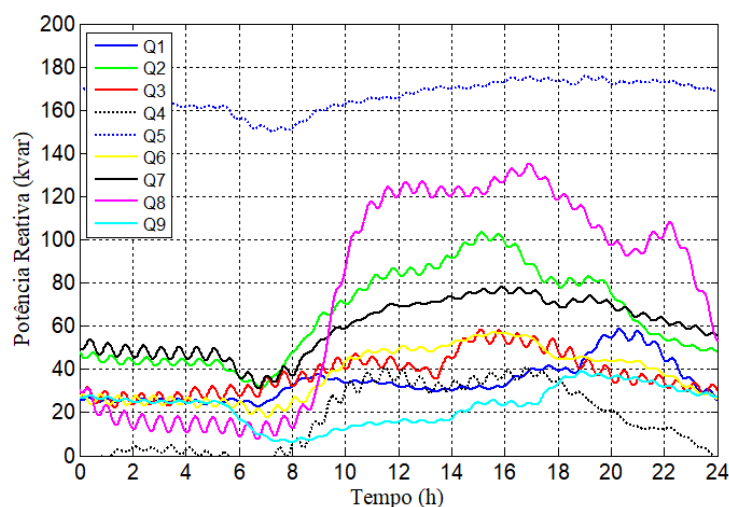
A potência medida na entrada da rede da Ufes é resultante da soma das potências ativa e reativa de cada um dos 9 centros modelados e das perdas na rede. Desta forma, a Figura 44 e a Figura 45 apresentam os perfis de potência ativa e reativa, respectivamente, de cada um dos 9 centros propostos.

Figura 44 - Perfil da potência ativa dos 9 centros durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

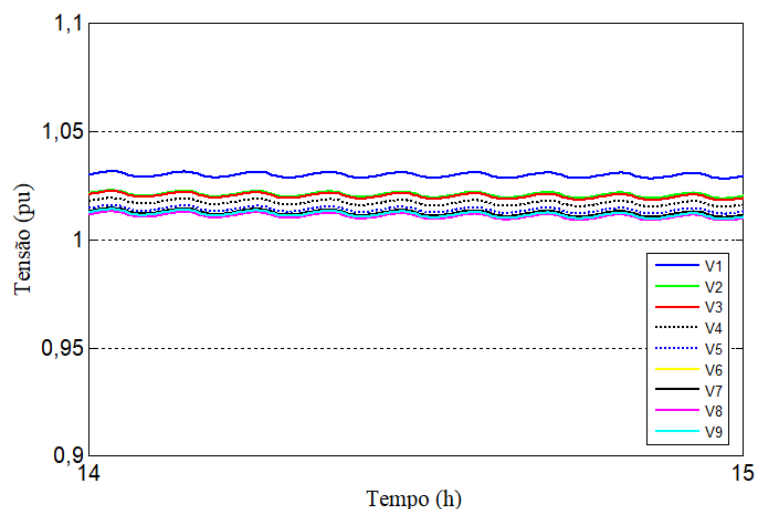
Figura 45 - Perfil da potência reativa dos 9 centros durante um dia completo sem a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

Por fim, após apresentados os dados relativos as potências, é interessante mostrar os valores das tensões nas 9 barras. A Figura 46 apresenta os valores em RMS das tensões durante o período compreendido entre 14 e 15 horas. O gráfico apresenta um período pequeno de um dia para uma melhor análise dos resultados, uma vez que seria difícil perceber a diferença devido à proximidade das curvas sendo que este comportamento se verifica durante todo o dia.

Figura 46 - Tensão em pu dos 9 centros durante um período do dia e sem a inserção das fontes renováveis



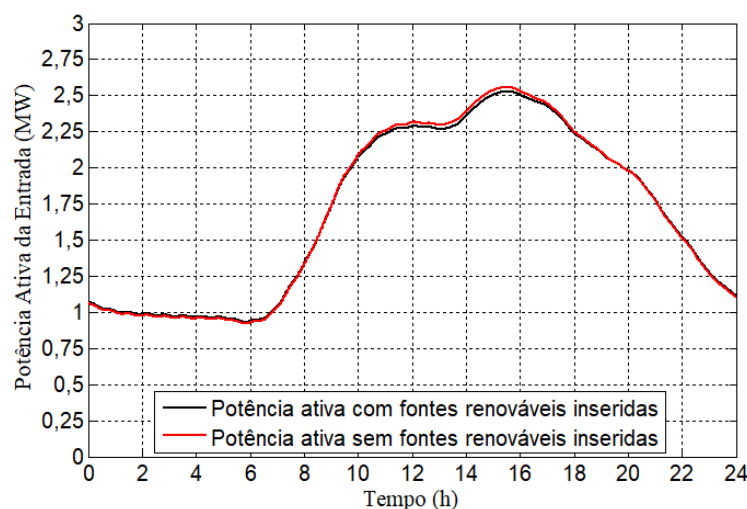
Fonte: Produção do próprio autor.

A próxima seção irá apresentar os resultados e análises para a mesma rede apresentada nesta Seção 4.1, porém com as gerações eólica e fotovoltaica inseridas na rede. Logo, a partir dos gráficos de tensões e potências apresentados será possível fazer uma comparação e observar mudanças nos comportamentos destas variáveis observadas.

4.2 – Rede da Ufes com as gerações através das fontes de energia renovável

Nesta seção as gerações de energia por fontes renováveis são inseridas. A partir disso, os mesmos gráficos serão plotados para comparação e possíveis análises com base nestes resultados. Inicialmente, é apresentado o gráfico da potência ativa da entrada do sistema conforme a Figura 47.

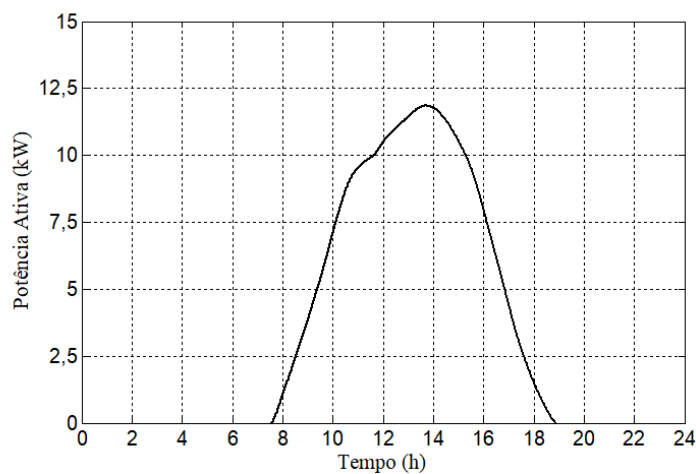
Figura 47 - Perfil da potência ativa da entrada durante um dia completo com e sem a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

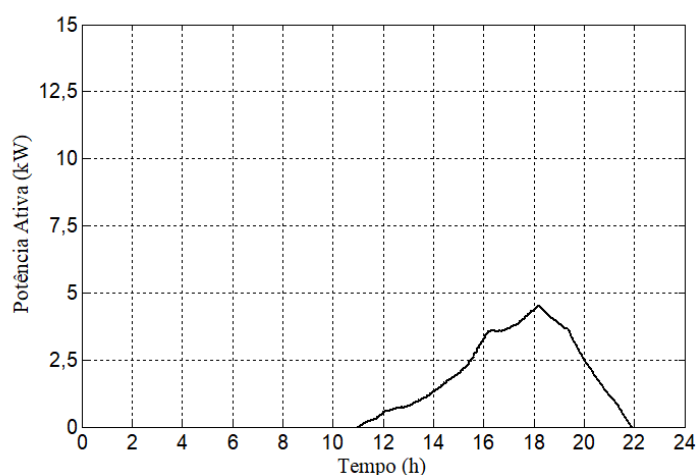
Antes de analisar o gráfico da potência ativa, é importante apresentar o fornecimento de potência ativa que cada uma das GD's contribui para a microrrede como um todo. Esses perfis são apresentados na Figura 48 e na Figura 49.

Figura 48 - Perfil de potência ativa da geração fotovoltaica



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 49 - Perfil de potência ativa da geração eólica

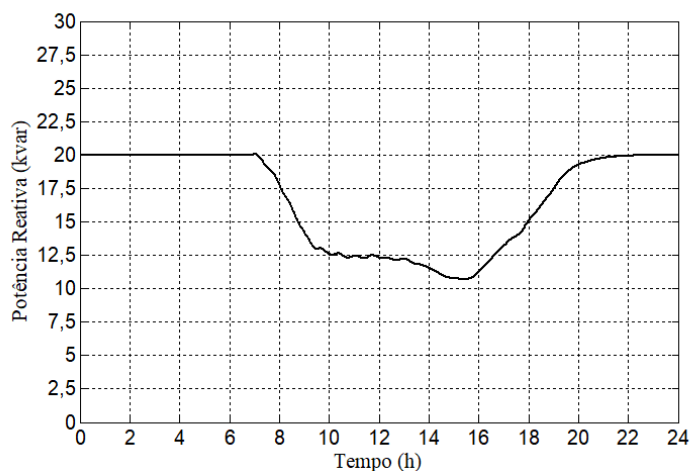


Fonte: Produção do próprio autor.

A partir da Figura 47, observa-se que a contribuição da potência ativa somada de todas as GD's utilizadas é uma fração pequena da potência total consumida pela UFES. Vale ressaltar que os dados utilizados são relativos a setembro de 2010, o que indica que existe um potencial maior de geração através dos painéis fotovoltaicos em épocas do ano com maior irradiação solar. Por outro lado, a geração eólica, independente do período será pequena, uma vez que a velocidade dos ventos da região da Ufes frequentemente é baixa. Entretanto, esta plataforma de simulação poderá ser utilizada para outras localidades e, portanto, em regiões com melhores condições de vento e irradiação, as potências ativas fornecidas pelas GD's se tornariam mais relevantes.

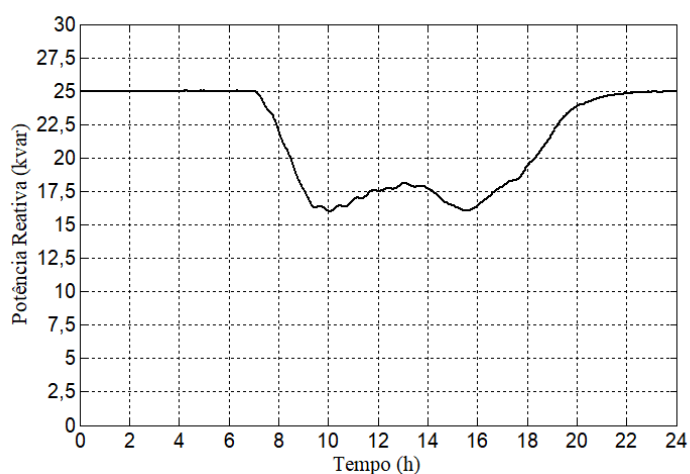
O controle secundário proposto neste trabalho aproveita esta capacidade ociosa dos inversores, uma vez que as GD's não geram regularmente a potência total para a qual foram planejadas, contribuindo com potência reativa para a rede. A Figura 50 e Figura 51 apresentam o fornecimento de potência reativa de cada uma das GD's.

Figura 50 - Perfil de potência reativa da geração fotovoltaica



Fonte: Produção do próprio autor.

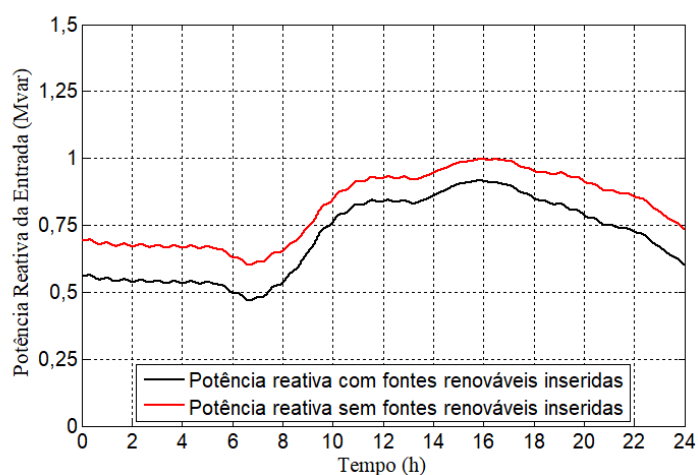
Figura 51 - Perfil de potência reativa da geração eólica



Fonte: Produção do próprio autor.

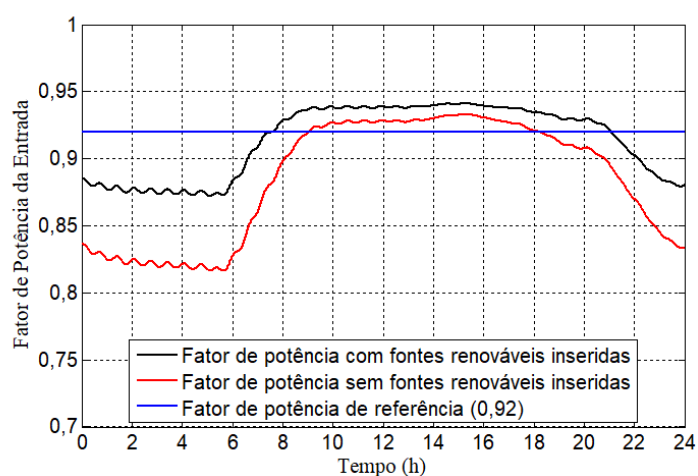
A Figura 52 apresenta o gráfico da potência reativa da entrada e a Figura 53 mostra o fator de potência também da entrada calculado a partir dos dados de potência ativa e reativa com e sem a inserção de fontes renováveis.

Figura 52 - Perfil da potência reativa da entrada durante um dia completo com e sem a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 53 - Curva do fator de potência da entrada durante um dia completo com e sem a inserção das fontes renováveis

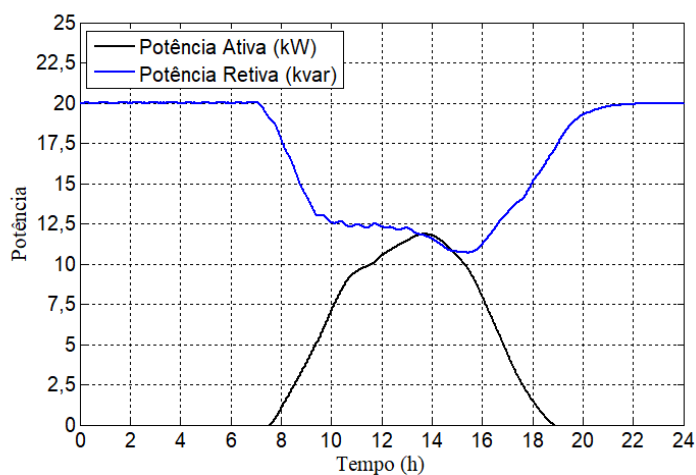


Fonte: Produção do próprio autor.

A partir da Figura 52 é possível observar que a contribuição da potência reativa total oriunda das GD's foi representativa quando comparada à contribuição da potência ativa. Na Figura 53 pode ser observado que houve um aumento do fator de potência, o que influencia na análise econômica, já que reduz o valor do pagamento de potência reativa excedente causada por este problema.

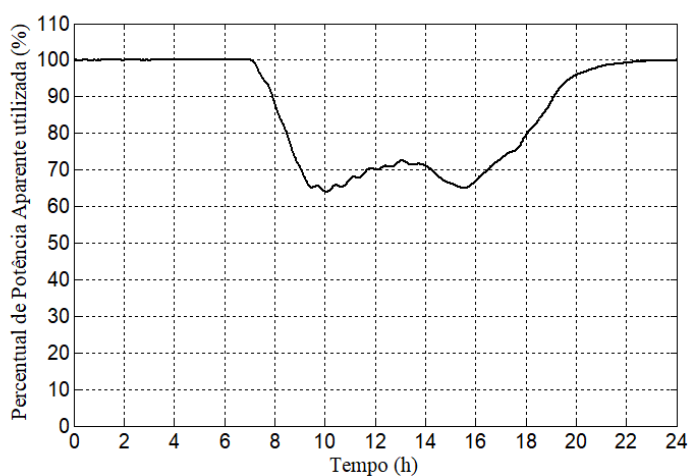
A interação entre as potências ativa e reativa fornecidas pela geração fotovoltaica pode ser encontrada na Figura 54. Adicionado a isto, a Figura 55 representa o quanto de potência aparente foi utilizada do inversor respeitando o valor máximo limitado pela curva de capacidade.

Figura 54 - Curvas de potência ativa e reativa da geração fotovoltaica



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 55 - Percentual de utilização da potência aparente do inversor



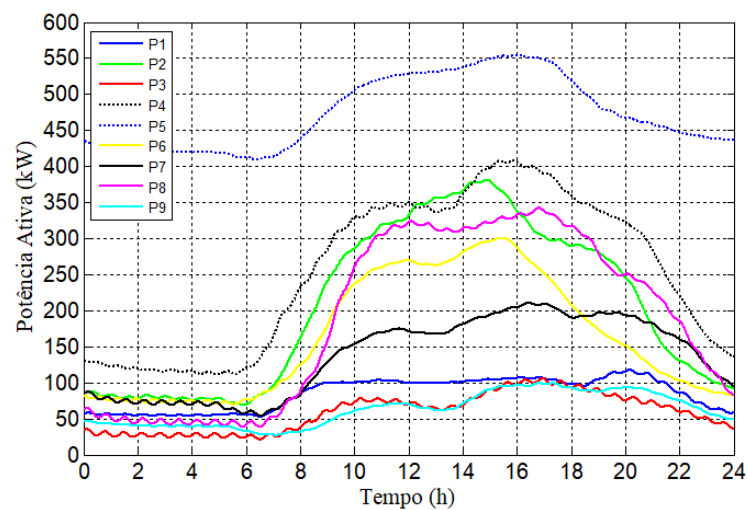
Fonte: Produção do próprio autor.

Na Figura 55 pode ser observado que o inversor não foi utilizado em 100% de sua capacidade nominal durante todo o período do dia e, portanto caso houvesse incentivo da concessionária, esta microrrede proposta poderia fornecer potência reativa à rede. Um fato importante é que em alguns períodos do dia, a potência reativa usada não foi a máxima possível para aquela

fonte, demonstrando que a ideia do controle secundário proposto foi eficaz. Vale ressaltar que o comportamento do inversor da geração fotovoltaica foi repetido para o inversor da geração eólica.

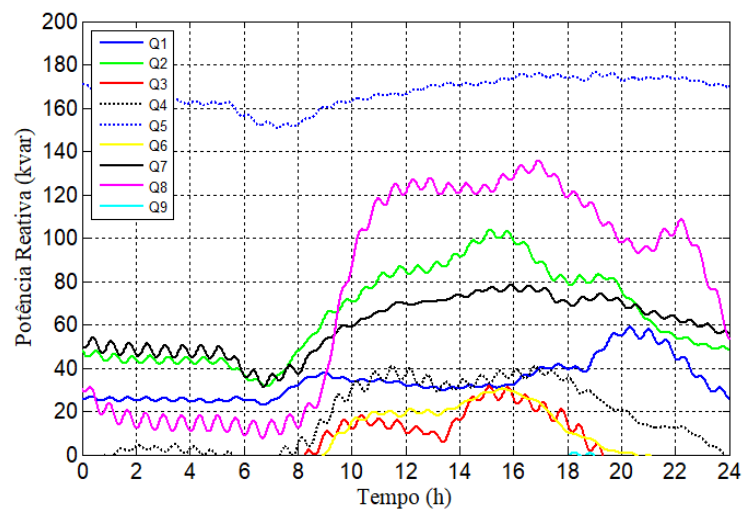
Assim como apresentado na Seção 4.1, a Figura 56 e a Figura 57 apresentam as potências ativas e reativas, respectivamente, de cada um dos 9 centros propostos.

Figura 56 - Perfil da potência ativa dos 9 centros durante um dia completo com a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 57 - Perfil da potência reativa dos 9 centros durante um dia completo com a inserção das fontes renováveis

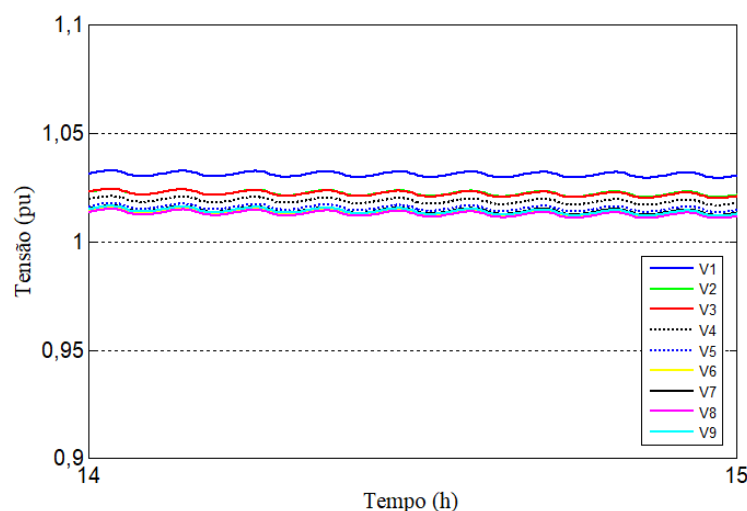


Fonte: Produção do próprio autor.

Comparando a Figura 45 e a Figura 57 pode ser visto que nas curvas das potências reativas Q3, Q6 e Q9 onde estavam instaladas os sistemas de geração eólica e fotovoltaica houve uma contribuição significativa da potência reativa, reduzindo os níveis nos medidores de consumo desses 3 centros e contribuindo para a redução na entrada do sistema.

Como os sistemas fotovoltaicos e eólicos modelados estão injetando potência reativa no barramento, o nível de tensão pode ser alterado. A Figura 58 apresenta essas tensões nos pontos de conexão das GD's para os 9 centros.

Figura 58 - Tensão em pu dos 9 centros durante um período do dia e com a inserção das fontes renováveis



Fonte: Produção do próprio autor.

Pode ser observado que as tensões nos 9 barramentos com e sem a inserção das GD's foi praticamente a mesma quando comparadas as Figura 46 e Figura 58. Este fato ocorreu pois a rede principal é forte e principalmente pelo nível de potência injetado. O controle secundário proposto inicialmente seria fornecer a potência reativa de referência limitada pela tensão máxima no barramento, mas como não houve variações consideráveis na tensão, o controle secundário foi direcionado para o controle do fator de potência da entrada do sistema.

De acordo com a Figura 53, durante todo o intervalo do dia o fator de potência foi melhorado e, mais especificamente das 7 às 9 horas e das 17 às 21 horas, foi corrigido. A ideia seria inserir mais GD's na microrrede modelada para corrigir o fator de potência em todos os instantes. Entretanto, o que impossibilitou este fato foi a limitação do *software* PSCAD. Ainda assim, os resultados encontrados foram satisfatórios e também vale destacar que este

trabalho conseguiu elaborar uma plataforma de simulação que pode ser utilizada em outras situações.

Portanto, após resultados apresentados os próximos capítulos apresentam as conclusões, as recomendações de trabalhos futuros que podem ser feitos e as referências que embasaram a parte teórica explorada nesta dissertação.

CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

O trabalho proposto apresentou uma plataforma de simulação que contém a rede de distribuição da Ufes incluindo transformadores, linhas de distribuição e cargas, com parâmetros reais obtidos por meio de medidores. Além disso, foram modeladas gerações distribuídas, eólica e fotovoltaica, instaladas em 3 locais dessa rede de distribuição resultando numa microrrede. As fontes renováveis que compõem esta geração distribuída são influenciadas por condições ambientais, como velocidade dos ventos, irradiação solar e temperatura.

A geração distribuída embora não possa suprir toda a demanda do sistema elétrico, representa uma alternativa complementar a rede principal na geração de energia. O uso da geração distribuída apresenta grandes vantagens, sendo a principal delas a diversificação das fontes de geração, aumentando a confiabilidade do sistema. Além disso, o elemento final, o consumidor, é beneficiado, pois tem no seu fornecimento de energia elétrica um sistema mais robusto e mais estável.

As simulações realizadas neste trabalho, a partir da plataforma modelada, apresentaram alguns resultados importantes. Pode ser observado que devido às características da região da Ufes, a geração fotovoltaica é a opção mais viável quando comparada com a eólica para a geração de energia, principalmente devido às condições ambientais locais. Outra percepção do projeto foi que a tensão nos barramentos onde estavam conectadas as GD's não sofreu variação bruscas, que pode ser explicado devido ao nível de potência gerado pelas GD's ser inferior ao da rede principal. Além disso, o desempenho do controle primário, baseado no controle vetorial, utilizado nos conversores das gerações eólica e fotovoltaica se mostrou eficiente, uma vez que permitiu um desacoplamento das malhas de controle de potência ativa e reativa. Essa característica possibilitou que fosse aproveitada a capacidade máxima destes conversores, injetando potência reativa na rede da UFES, com o intuito de corrigir ou melhorar o fator potência. A principal vantagem desta correção é a redução dos custos com possíveis pagamentos de potência reativa excedente.

Ainda nessa linha de geração de reativos, os resultados apresentados neste trabalho fomentam os debates sobre a utilização das gerações distribuídas no fornecimento de serviços ancilares (SA), que ainda é pouco explorado, por diversos motivos, que incluem limitação de tecnologias e preços elevados. Em síntese, os serviços ancilares são aqueles agregados de forma implícita a venda da energia elétrica e que não corresponde a própria energia em si. Esses serviços tendem a contribuir com o aumento da eficiência do sistema e consequentemente garantirem níveis adequados de segurança, uma vez que atuam em alguns pontos como, regulação de frequência e compensação de harmônicos, dentre outros. Como as GD's são novas integrantes dos atuais e dos futuros sistemas elétricos, este trabalho contribuiu na discussão sobre a utilização de um desses serviços ancilares, o fornecimento de reativos, demonstrando bons resultados para a rede principal.

Portanto, este trabalho analisou o desempenho de uma microrrede composta por geração de energia elétrica por fontes renováveis, eólica e fotovoltaica, e as interações delas com o sistema, reforçando a ideia de que o avanço das tecnologias tende a aumentar a participação dessas fontes na matriz energética mundial, não só no fornecimento de energia ativa como também com a participação na rede através de serviços ancilares. Esse aumento na participação ocorre também pelo apelo ambiental à utilização de fontes de geração de energia elétrica menos poluentes e mais sustentáveis.

5.1 – Recomendações de trabalhos futuros

Alguns tópicos pertinentes ficam como sugestão para trabalhos futuros:

- Inserir na plataforma desenvolvida outros tipos de geração de energia, contribuindo ainda mais para a diversificação da matriz energética na microrrede;
- Aumentar a quantidade de GD's, propor um ilhamento do sistema na falta da rede principal e selecionar as cargas prioritárias;
- Utilizar gerações com potências maiores e analisar novas estratégias de controle secundário voltado para o controle das tensões nas barras onde estão conectadas essas GD's;
- Realizar uma análise dos harmônicos que estão sendo inseridos na rede com a conexão das gerações por fontes renováveis, devido à utilização dos diversos conversores;

- Aplicar um controle secundário e terciário baseado em estudos econômicos, a fim de gerenciar a geração da fonte mais adequada economicamente para cada instante.

REFERÊNCIAS

- Ackermann, T., Andersson, G. and Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195-204.
- Adamidis, G., Tsengenes, G. and Kelesidis, K. (2010). Three phase grid connected photovoltaic system with active and reactive power control using instantaneous reactive power theory. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, p. 8-16.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). Resolução Normativa nº 482. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 4 de Julho de 2017.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (2010). Resolução Normativa nº 414. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 5 de Julho de 2017.
- Barbosa Filho, W. P, e Azevedo, A. C. S. D. (2013). Geração distribuída: vantagens e desvantagens. *II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia*.
- Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, p. 1963-1976.
- Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Chen, Z., & Liserre, M. (2004). Power converters and control of renewable energy systems. *Proc. 6th Int. Conf. Power Electron*, v. 1, p. 1-20.
- Bona, F. S. D. e Ruppert Filho, D. E. (2003). As microturbinas e a geração distribuída.
- Boone, C. (2013). Despacho de microgeração em um ambiente de microrrede. *Projeto de Graduação*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Brasil (2010). Balanço Energético Nacional 2010. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília.
- Brasil (2010). Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de Setembro de 2010. ANEEL. Brasília.
- Brasil (2012). Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de Abril de 2012. ANEEL. Brasília.
- Brasil (2017). Balanço Energético Nacional 2017. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília.
- Brito, M. A. G. D. et al. (2010). Avaliação das principais técnicas para obtenção de MPPT de painéis fotovoltaicos. *Industry Applications (INDUSCON), 2010 9th IEEE/IAS International Conference on. IEEE*, p. 1-6.
- Carneiro, J. A. (2010). Módulos fotovoltaicos: Características e associações. *Monografia*.
- Casaro, M. M. e Martins, D. C. (2008). Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação. *Eletrônica de Potência*, v. 13, n. 3, p. 141-146.

Cruz, D. D. e Kanashiro, A. G. (2015). Um experimento com gerador de ímãs permanentes destinado a aerogerador de pequeno porte. *10º Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural*.

Donadel, C. B. (2015). Metodologia de planejamento técnico de redes de distribuição de energia elétrica em cenários de elevada penetração de geração distribuída. *Tese de Doutorado*. Universidade Federal do Espírito Santo.

Dias, M. V. X., Bortoni, E. D. C. e Haddad, J. (2006). Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. *CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO*. Brasília: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético.

El-Khattam, W. and Salama, M. M.A. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric power systems research*, v. 71, n. 2, p. 119-128.

Ferreira, L. S. (2005). Efeitos de distúrbios na malha principal sobre o desempenho dinâmico à frequência fundamental de aerogeradores de indução simples e aerogeradores de indução de dupla alimentação. *Dissertação de Mestrado*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Fontes, F. A. D. S. e Bastos, P. R. F. M. A. (2012). Experiência com Geração Fotovoltaica no Estado da Bahia. Proc. 2012 IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.

Gomes, E. E. B. et al. (2001). Aspectos econômicos e ambientais da aplicação de microturbinas a gás natural na geração distribuída. *Artigo*. Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI). Itajubá.

Guerrero, J. M. et al. (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 4, p. 1254-1262.

Hagiwara, M., Maeda, R. and Akagi, H. (2011). Control and analysis of the modular multilevel cascade converter based on double-star chopper-cells (MMCC-DSCC). *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 6, p. 1649-1658.

Heier, S. (1998). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd. ISBN 0-471-97143-X.

International Renewable Energy Agency (2018). Renewable Energy Prospects for the European Union.

Iza, J. J. B. (2016). Manutenção de tensão em transitórios de carga - análise de uma microrrede com aerogerador e armazenamento em baterias. *Dissertação de Mestrado*. Universidade Federal do Espírito Santo.

Kagan, N., Oliveira, C. C. B. D. e Robba, E. J. (2010). *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Edgard Blücher.

Lasseter, R. H. and Paigi, P. (2004). Microgrid: A conceptual solution. *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual. IEEE*, p. 4285-4290.

Leite, D. B. e Souza, Ê. P. D. (2015). Tendências do cenário energético brasileiro: a energia de fonte eólica e o “olhar” dos atingidos. *Ciência e Natura*, v. 37, n. 3.

- Leva, F. F. et al. (2004). Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. *Congresso internacional sobre geração distribuída e energia no meio rural*.
- Olivares, D. E. et al. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on smart grid*, v. 5, n. 4, p. 1905-1919.
- Marques, J. (2004). Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação. *Dissertação de Mestrado*. Universidade Federal de Santa Maria.
- Ministério de Minas e Energia(2017). Aneel registra mais de 7,6 mil conexões de geração distribuída. Disponível em : <<http://www.brasil.gov.br/editoria/infraestrutura/2017/01/aneel-registra-mais-de-7-6-mil-conexoes-de-geracao-distribuida>>. Acesso em: 4 de Julho de 2017.
- Padua, D. B. (2011). Modelagem e Análise do Sistema Elétrico de Distribuição em 11,4 kV do Campus de Goiabeiras da Ufes. *Projeto de Graduação*. Universidade Federal do Espírito Santo.
- Pepermans, G. et al. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, v. 33, n. 6, p. 787-798.
- Pereira, M. M. (2004). Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante. *Dissertação de Mestrado*. Universidade Federal de Juiz de Fora.
- Ribeiro, M. R. (2015). Conexão de um sistema solar fotovoltaico na rede de distribuição de energia elétrica. *Tese de Doutorado*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Santos, F. A. C. M. D. e Santos, F. M. S. M. D. (2004). Células de combustível. *Millenium*, p. 146-156.
- Santos, F. A. e Santos, F. M. (2008). Geração distribuída versus centralizada.
- Severino, M. M., Camargo, I. M. D. T. e Oliveira, M. A. G. D. (2008). Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição.
- Silva, R. M. D. (2015). Energia solar no Brasil: dos incentivos ao desafios.
- Tolmasquim, M. T. (2012). Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. *Estudos avançados*, v. 26, n. 74, p. 247-260.
- Terciete, R. (2002). A energia eólica e o meio ambiente. *Procedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural*.
- Xiaozhi, G., Linchuan, L. and Wenyan, C. (2011). Power Quality Improvement for Mircrogrid in Islanded Mode. *Procedia Engineering*, v. 23, p. 174-179.

APÊNDICE A: CÁLCULO DOS TRANSFORMADORES EQUIVALENTES

Em Padua (2011) são apresentados os dados dos 64 transformadores instalados na rede de distribuição da Ufes. A Tabela 6 utiliza estes valores para calcular o transformador equivalente de cada um dos 9 centros modelados.

Tabela 6 - Dados detalhados dos transformadores reais e equivalentes

| | Potência Nominal [kVA] | Corrente de Magnetização [%] | Perdas em Carga [W] | Perdas à Vazio [W] | Impedância Equivalente [%] |
|------------------|------------------------|------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|
| Entrada | 5.000 | 1,0041 | - | - | 0,5157 + j6,1885 |
| T01 | 5.000 | 1,0041 | - | - | 0,5157 + j6,1885 |
| Centro 01 | 375 | 2,65 | 4.500 | 1.280 | 1,1562 + j1,4438 |
| T02 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j3,0918 |
| T03 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,5997 |
| Centro 02 | 1.137,5 | 2,50 | 17.940 | 3.465 | 0,4299 + j0,4396 |
| T04 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,5603 |
| T05 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,2937 |
| T06 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,3062 |
| T07 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,0098 |
| T08 | 225 | 2,3 | 2.700 | 765 | 2,0784 + j3,9912 |
| T09 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,0876 |
| Centro 03 | 750 | 2,86 | 10.390 | 2.960 | 0,3483 + j0,3487 |
| T10 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,5603 |
| T11 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,1514 |
| T12 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,2356 |
| T13 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,5744 |
| T14 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,2647 |
| T15 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,5997 |
| T16 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,7087 |
| Centro 04 | 2.312,5 | 2,10 | 34.480 | 6.510 | 0,3042 + j0,4376 |
| T17 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,4141 |
| T18 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,4141 |
| T19 | 225 | 2,3 | 2.700 | 765 | 2,0784 + j4,0250 |
| T20 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j4,0825 |
| T21 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,8453 |
| T22 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j3,9158 |
| T24 | 225 | 2,3 | 2.700 | 765 | 2,0784 + j3,6956 |
| T25 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,5603 |

| | Potência Nominal [kVA] | Corrente de Magnetização [%] | Perdas em Carga [W] | Perdas à Vazio [W] | Impedância Equivalente [%] |
|------------------|------------------------|------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|
| Centro 05 | 2.087,5 | 2,23 | 32.180 | 5.860 | 0,3129 + j0,4021 |
| T26 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,9627 |
| T27 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,9107 |
| T28 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,6417 |
| T29 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,6011 |
| T31 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,6820 |
| T32 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,4547 |
| T33 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j4,3139 |
| T34 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j3,9269 |
| Centro 06 | 1.062,5 | 2,48 | 16.640 | 3100 | 0,5189 + j0,5154 |
| T35 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j3,0918 |
| T36 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1050 | 3,2735 + j3,0290 |
| T37 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,5603 |
| T38 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,0553 |
| T39 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,1356 |
| Centro 07 | 1.095 | 2,71 | 13.760 | 3.895 | 0,36614 + j0,4273 |
| T40 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,9056 |
| T41 | 225 | 2,3 | 2.700 | 765 | 2,0784 + j4,0250 |
| T42 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j4,6538 |
| T43 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,3795 |
| T45 | 300 | 2,2 | 3.360 | 950 | 1,9399 + j3,0918 |
| T46 | 45 | 3,7 | 780 | 220 | 3,0022 + j1,1914 |
| T47 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,9957 |
| Centro 08 | 1.832,5 | 2,49 | 30.010 | 5.250 | 0,2892 + j0,29281 |
| T48 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,7305 |
| T49 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,2174 |
| T50 | 500 | 1,2 | 9.450 | 1.050 | 3,2735 + j3,0290 |
| T51 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,8072 |
| T52 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j3,0328 |
| T53 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,7945 |
| T54 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j1,6827 |
| T55 | 45 | 3,7 | 780 | 220 | 3,0022 + j2,2135 |
| T56 | 75 | 3,1 | 1.140 | 330 | 2,6327 + j2,3814 |
| Centro 09 | 675 | 3,05 | 9.060 | 2.575 | 0,4683 + j0,3852 |
| T57 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j1,9786 |
| T59 | 112,5 | 2,8 | 1.550 | 440 | 2,3863 + j2,5191 |
| T61 | 150 | 2,6 | 1.910 | 540 | 2,2054 + j2,6659 |
| T62 | 30 | 4,1 | 570 | 170 | 3,2909 + j0,8137 |
| T63 | 225 | 2,3 | 2.700 | 765 | 2,0784 + j3,9912 |
| T64 | 45 | 3,7 | 780 | 220 | 3,0022 + j1,6793 |

Fonte: Adaptado de Padua (2011).

APÊNDICE B: CÓDIGO FONTE DO PAINEL FOTOVOLTAICO

```
#include <math.h>
```

```
voidt_cod_(double* G, double* T, double* Vpv, double* Ipv)
```

```
{
    double Tc,Tr,Voc,Vt,V,Iph,Irr,Ir,I;
    doubleRs=0.005;
    doubleRp=7.0;
    doubleMs=10.0;
    doubleMp=10.0;
    double Ns=54.0;
    doubleIsc=8.21;
    double a=3.18e-3;
    double n=1.2;
    double k=1.38e-23;
    double q=1.6e-19;
    double EG=1.1;

    Voc= 32.9/Ns;
    Tr = 298.0;
    Tc = 273.0+(*T);
    Vt = n*k*Tc/q;
    V = *Vpv*1000/(Ns*Ms);

    Iph = (Isc+a*(Tc-Tr))*(*G)/1000.0;
    Irr = (Isc-Voc/Rp)/(exp(q*Voc/(n*k*Tr))-1.0);
    Ir = Irr*pow((Tc/Tr),3.0)*exp(q*EG*(1.0/Tr-1.0/Tc)/(n*k));

    I = I-(Iph-I-Ir*(exp((V+I*Rs)/Vt)-1.0)-(V+I*Rs)/Rp)/(-1.0-
    Ir*exp((V+I*Rs)/Vt)*Rs/Vt-Rs/Rp);

    if (I<0)
        I=0;

    *Ipv = 0.001*I*Mp;
}
```

APÊNDICE C: CÓDIGO FONTE DO MPPT DO PAINEL FOTOVOLTAICO

```
#include <math.h>

double Iant,Vant,Pant,D,P,Dnovo,inc,maxD,minD;

void t_cod1_(double* I, double* V, double* tempo, double* ciclo)
{
    double j=1.0;
    int temp;

    temp=(int)(*tempo*100000);

    if(*tempo<=0.2)
    {
        D=0.75;
        *ciclo=D;
    }

    if(temp % 2 == 0)
    {
        Iant=*I;
        Vant=*V;
    }

    Pant=Iant*Vant;
    P= (*V)*(*I);

    if(*tempo>0.2)
    {
        inc=0.00001;
        maxD=0.9;
        minD=0.1;

        Dnovo=D;

        if(*I<=0.005)
        {
            D=0.75;
            *ciclo=D;
        }

        if(*I>0.005)
        {
            if(P>Pant)
            {
                if(*V>Vant)
                    Dnovo=D-inc;
            }
        }
    }
}
```

```
        if(*V<Vant)
            Dnovo=D+inc;
    }
    if(P<Pant)
    {
        if(*V>Vant)
            Dnovo=D+inc;
        if(*V<Vant)
            Dnovo=D-inc;
    }

    if(Dnovo<minD)
        Dnovo=minD;
    if(Dnovo>maxD)
        Dnovo=maxD;
    D=Dnovo;
    *ciclo=D;
}

}
```

APÊNDICE D: CÓDIGO FONTE DO MPPT DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

```
#include <math.h>
```

```
void t_cod2_(double* vento, double* Pref)
```

```
{
```

```
    double Beta=0.0;
```

```
    double Pmax=0,w=0,vento_pu,lambda,a,b,lambda_i,Pm_pu,Cp,Cp_pu;
```

```
    for (w=0;w<=140;w++)
```

```
    {
```

```
        vento_pu=(*vento)/12;
```

```
        lambda=8.1*(w/100)/vento_pu;
```

```
        a=1/(lambda+0.08*Beta);
```

```
        b=-0.035/((Beta*Beta*Beta)+1);
```

```
        lambda_i=1/(a+b);
```

```
        Cp=0.5176*(116/lambda_i-0.4*Beta-5)*exp(-21/lambda_i)+0.0068*lambda;
```

```
        Cp_pu=Cp/0.48;
```

```
        Pm_pu= (vento_pu*vento_pu*vento_pu)*Cp_pu;
```

```
        if(Pm_pu>Pmax)
```

```
        {
```

```
            Pmax=Pm_pu;
```

```
        }
```

```
    }
```

```
    *Pref=Pmax*0.025;
```

```
}
```

APÊNDICE E: CÓDIGO FONTE DO CONTROLE SECUNDÁRIO

```
#include <math.h>
```

```
void t_cod3_(double* P, double* Q, double* Ppv3, double* Pe3, double* Qrefpv, double* Qrefe)
```

```
{
```

```
    double Pativa,Qreativa,fp,Qnecessario,Pativapv,Qreativapv,Pativae,Qreativae;
```

```
    doubleQttotal,percentualpv,percentuale,Qpv,Qe;
```

```
    Pativa=*P;
```

```
    Qreativa=*Q;
```

```
    fp= Pativa/sqrt(Pativa*Pativa+Qreativa*Qreativa);
```

```
    if (fp>=0.92)
```

```
    {
```

```
        *Qrefpv=0;
```

```
        *Qrefe=0;
```

```
    }
```

```
    if (fp<0.92)
```

```
    {
```

```
        Qnecessario= Qreativa - sqrt(Pativa*Pativa/(0.92*0.92) -Pativa*Pativa);
```

```
        Pativapv=*Ppv3;
```

```
        if(*Ppv3<0)
```

```
            Pativapv=0.0;
```

```
        Qreativapv= sqrt(0.02*0.02-Pativapv*Pativapv);
```

```
        Pativae=*Pe3;
```

```
        if(*Pe3<0)
```


Pativae=0.0;

Qreativae= sqrt(0.025*0.025-Pativae*Pativae);

Qtotal=Qreativapv+Qreativae;

percentualpv= Qreativapv/Qtotal;

percentuale= Qreativae/Qtotal;

Qpv=percentualpv*Qnecessario/3;

Qe=percentuale*Qnecessario/3;

if(Qpv>= Qreativapv)

*Qrefpv=Qreativapv;

if(Qpv<Qreativapv)

*Qrefpv=Qpv;

if(Qe>= Qreativae)

*Qrefe=Qreativae;

if(Qe<Qreativae)

*Qrefe=Qe;

}

}

APÊNDICE F: PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante a realização deste trabalho, o seguinte artigo foi publicado:

Moreira, T. M., Fardin, J. F. e Encarnação, L. F. Controle primário de uma microrrede operando sob variação de velocidade do vento, temperatura e irradiância. Congresso Brasileiro de Automática, 2016, Vitória. Anais do XXI CBA.